

Planowanie rozwoju miejskich Rozdzielczych Punktów Zasilających (RPZ) w warunkach ryzyka

Streszczenie: W artykule przedstawia się metodę wyznaczania strategii rozwoju RPZ-ów w miastach. Omawia się model zadania rozwoju stacji 110 kV/SN w warunkach ryzyka związanego z obciążeniem stacji. Jako funkcję celu przyjmuje się sumę zdyskontowanych kosztów rocznych RPZ w okresie T lat. Przedstawia się przykładowe wyniki obliczeń strategii rozwoju miejskiej stacji 110 kV/SN.

Abstract: The method of determination of PCC development strategy in towns has been presented in the paper. The model of 110kV/MV substations development task in the conditions connected with substation loading has been discussed. As the cost function the sum of discounted annual costs of PCC's in the period of T years has been assumed. Exemplary calculation results of development strategy of urban 110 kV/MV substation has been shown. (Development planning of points of common coupling (PCC) in the condition of risk)

Słowa kluczowe: rozdzielnicy punkt zasilający, strategia rozwoju, ryzyko
Key words: point of common coupling, development strategy, risk

doi:10.12915/pe.2014.02.59

Wstęp

Rozwój rynku energii elektrycznej powoduje konieczność zmiany podejścia metodycznego do planowania rozwoju sieci dystrybucyjnej. Celowość optymalizacji planowania rozwoju i modernizacji sieci rozdzielczych lub stacji elektroenergetycznych z uwzględnieniem ryzyka wynika przede wszystkim z płynących z tego tytułu korzyści ekonomicznych. Jedną z ważniejszych przyczyn uwzględnienia ryzyka w optymalizacji strategii rozwoju Rozdzielczych Punktów Zasilających (RPZ) jest niepewność przyszłych warunków pracy, a także niepewność danych wejściowych w procesie optymalizacji w tym szczególnie prognozy obciążenia RPZ. Uwarunkowania rynkowe są przyczyną pogłębienia się tych niepewności. Podejmowanie decyzji inwestycyjnych z uwzględnieniem tej niepewności wymaga przeprowadzenia wszechstronnej analizy symulacyjnej. W referacie sformułowano zadanie optymalizacji strategii rozwoju RPZ, określono funkcję kryterialną, opracowano metodę rozwiązywania zadania optymalizacyjnego, opracowano algorytmy, przeprowadzono badania symulacyjne i przedstawiono uogólnione wnioski.

Optymalizacja strategii rozwoju RPZ w warunkach rynkowych z uwzględnieniem ryzyka jest złożonym zagadnieniem techniczno-ekonomicznym.

Model formalny zadania optymalnego rozwoju RPZ-u

W przypadku istniejących stacji transformatorowych 110 kV/SN wzrost obciążenia stacji powoduje konieczność jej rozbudowy, a przede wszystkim wymiany transformatorów na jednostki o większej mocy znamionowej. Zarówno z wymianą transformatorów, jak i z eksploatacją stacji wiąże się określone koszty, powstaje zatem konieczność optymalnego zaplanowania momentów wymiany transformatorów, a także wyboru nowo instalowanych jednostek, aby spełnić niezbędne ograniczenia techniczne i maksymalnie zmniejszyć koszty związane z eksploatacją i rozwojem sieci.

Badania ogranicza się do typowej struktury stacji transformatorowo - rozdzielczej 110 kV/SN dwutransformatorowej jako modelu docelowego. Przyjmuje się, że struktura stacji w roku t jest określona przez $a(t) = a(v, m, n)$, gdzie: m, n są typami zainstalowanych transformatorów, v - etap rozwoju. Ze względu na ograniczoną liczbę produkowanych (różnych w sposób istotny) typów transformatorów, zamiast typu transformatora używa się jego mocy znamionowej.

Zbiór możliwych struktur stacji ($N=13$) wygląda następująco (podaje się moce znamionowe transformatorów 110 kV/SN w MVA): (0,16); (16,16); (16,20); (20,20); (20,25); (25,25); (25,31.5); (31.5,31.5); (32,32); (32,40); (40,40); (40,63); (63,63).

W rozważanym modelu zakłada się, że w ciągu każdego roku struktura stacji jest stała, tj. każdorazowa wymiana transformatorów 110 kV/SN odbywa się na przełomie kolejnych lat (wynika to np. z użycia przy obliczaniu kosztów, szczytowych rocznych obciążeń stacji). Odpowiada to założeniu, że czas t jest zmienny, wobec tego zmienną decyzyjną można w sposób rozważny opisać określając dla każdego roku istniejącą strukturę. To rozwiązanie jest najwygodniejsze z punktu widzenia zastosowanego algorytmu. Przyjmuje się zatem, że

$$(1) \quad d_t = a(1), a(2), \dots, a(T)$$

gdzie: d_t - wybrana decyzja (strategia rozwoju), $a(t)$ - numer struktury w roku t , T - horyzont optymalizacji ($T=5$ lat lub $T=10, 15$ lat).

Zakłada się, że funkcjonał kryterialny jest pewnym przekształceniem procesu stochastycznego $S_0(t)$ (gdzie: $S_0(t)$ - szczytowe roczne obciążenie stacji 110 kV/SN), zależnym od wyboru decyzji d_t

$$(2) \quad K(T) = K[S_0(t), d_t]$$

Podczas optymalizacji rozwoju stacji transformatorowej 110 kV/SN rolę funkcjonału $K(T)$ pełni suma zdyskontowanych na rok 0 kosztów rocznych

$$(3) \quad K(T) = \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+p)^t} K_{rs}(t, d)$$

Koszt roczny stacji 110 kV/SN przedstawia się jako funkcję o postaci:

$$(4) \quad K_{rs}(t, d) = c_1 [a(t), h] \frac{S_{01}^2(t)}{S_{n1}^2(t)} + c_2 [a(t), h] \frac{S_{02}^2(t)}{S_{n2}^2(t)} + c_3 [a(t), h] + K_{wt}(t) = K_t[t, a(t)] + K_{wt}(t)$$

gdzie: $S_{01}(t), S_{02}(t)$ - szczytowe obciążenie roczne transformatorów 110 kV/SN, $S_{n1}(t), S_{n2}(t)$ - moce znamionowe zainstalowanych transformatorów,

$c_1[a(t),h] \frac{S_{0_1}^2(t)}{S_{n_1}^2(t)}$ - koszt strat mocy czynnej i biernej w

transformatorze pierwszym, $c_2[a(t),h] \frac{S_{0_2}^2(t)}{S_{n_2}^2(t)}$ - koszt strat

mocy czynnej i biernej w transformatorze drugim, $c_3[a(t),h]$ - koszty roczne stacji (terenu budynku stacji, koszty inwestycyjne transformatorów 110 kV/SN, rozdzielni 110 kV i SN), $K_{wt}(t)$ - koszty wymiany transformatora 110 kV/SN w roku t .

W rozważanym zadaniu obciążenie stacji nie jest ściśle zdeterminowane jest procesem losowym.

W przypadku „losowości”, tj. gdy $S_0(t)$ jest procesem stochastycznym, również $K(T)$ jest zmienną losową. Niezbędne jest zatem wprowadzenie jako funkcjonu kryterialnego pewnych charakterystyk zmiennej losowej $K(T)$. Przyjmuje się dwa funkcjonu kryterialne:

1) średnie koszty zdyskontowane sieci w badanym okresie T lat

$$(5) \quad K_1(t) = E[K(T, a)]$$

2) maksymalne prawdopodobieństwo, że wybrana strategia rozwoju sieci jest strategią najlepszą w badanym okresie

$$(6) \quad K_2(T) = \max P[K(T, a^0) = \min K(T, a)]$$

gdzie: $\min K(T, a)$ oblicza się dla ustalonej realizacji procesu $S_0(t)$ po wszystkich d_t spełniających warunki techniczne.

W celu rozwiązania zadania niezbędne jest zatem dokładniejsze zbadanie funkcjonu kryterialnego. Koszt roczny stacji $K_r(t, d_t)$ ma postać funkcji kwadratowej w zależności od szczytowego rocznego obciążenia stacji $S_0(t)$:

$$(7) \quad K_{rs}(t, d_t) = K_t[t, a(t)] + K_{wt}(t) = B[a(t)]S_0^2(t) + C[a(t)] + K_{wt}(t)$$

Wykorzystuje się tutaj oznaczenie przez $K_t[t, a(t)]$ sumy kosztów stałych i zmiennych, związanych z istniejącą strukturą stacji $a(t)$.

Warunki techniczne dla stacji 110 kV/SN

W trakcie wykonywania obliczeń strategii rozwoju sieci uwzględniane są następujące kryteria techniczne:

- 1) Moce znamionowe transformatorów 110 kV/SN są dobierane ze względu na obciążalność długotrwałą w warunkach pracy normalnej oraz obciążalność w warunkach pracy awaryjnej;
- 2) Podczas pracy równoległej transformatorów 110 kV/SN musi być zachowany warunek (kryterium mocowe):

$$(8) \quad \frac{1}{3} \leq \frac{S_{n_1}(t)}{S_{n_2}(t)} \leq 3$$

- 3) Pozostałe urządzenia sieciowe, stanowiące wyposażenie rozdzielni (wyłączniki, odłączniki, szyny zbiorcze itp.) dobierane są ze względu na obciążalność długotrwałą i zwarciovą.

Zgodnie z warunkami technicznymi rozwoju sieci muszą być spełnione także następujące ograniczenia:

a) strategia musi być nie malejąca

$$(9) \quad \alpha(t) \geq \alpha(t-1), \quad t = 1, 2, \dots, T$$

b) w przypadku deterministycznego obciążenia $S_0(t)$ warunek dostatecznej mocy znamionowej powinien przyjąć postać

$$(10) \quad S_0(t) \leq \frac{e}{r_t} [S_{n_1}(t) + S_{n_2}(t)]$$

gdzie: e - współczynnik dopuszczalnej przeciążalności transformatorów 110 kV/SN, r_t - współczynnik rezerwy.

W przypadku losowego obciążenia $S_0(t)$ warunek ten musi ulec modyfikacji. Przeprowadzone badania statystyczne [2], [4] wykazują, że można przyjąć, iż $S_0(t)$ ma rozkład normalny. Ze względu na wymagania niezawodności konieczne jest, aby warunek dostatecznej mocy znamionowej

$$(11) \quad S_0(t) \leq \frac{e}{r_t} [S_{n_1}(t) + S_{n_2}(t)] = S_d(t)$$

był spełniony z dostatecznie dużym prawdopodobieństwem, to jest by

$$(12) \quad P[S_0(t) \leq S_d(t)] \geq 1 - \alpha$$

gdzie: α - zadane małe prawdopodobieństwo.

Niech m, σ^2 oznacza oczekiwaną i wariancję zmiennej losowej $S_0(t)$. Wielkości te wyznacza się korzystając z wyników symulacji obciążeń stacji 110 kV/SN

$$(13) \quad P[S_0(t) \leq S_d(t)] = P\left[\frac{S_0(t) - m}{\sigma} \leq \frac{S_d(t) - m}{\sigma}\right]$$

Zmienna $Y = \frac{[S_0(t) - m]}{\sigma}$ jest zmienną standaryzowaną i zgodnie z poczynionymi wyżej spostrzeżeniami ma z dobrym przybliżeniem rozkład $N(0, 1)$. Można zatem znaleźć współczynnik f_σ (z tablic statystycznych lub korzystając z odpowiednich standaryzowanych procedur) taki, by

$$(14) \quad P(Y \leq f_\sigma) = 1 - \alpha$$

i teraz nierówność (16) będzie spełniona, gdy

$$(15) \quad \frac{S_d(t) - m}{\sigma} \geq f_\sigma$$

lub po przekształceniu

$$(16) \quad [S_{n_1}(t) + S_{n_2}(t)] \geq \frac{r_t}{e} (m + f_\sigma \sigma)$$

Algorytmy optymalizacji rozwoju RPZ Obciążenie deterministyczne

Symbol C_i^j oznacza zdarzenie, że w roku j zainstalowana została i -ta struktura typoszeregu transformatorów 110 kV/SN. W zbudowanym grafie zorientowanym $G = (X, L)$, zbiór węzłów grafu $X = \{C_i^j\}$, $i = i_1^j, \dots, I_3$, $j = 1, \dots, T$; $p \cup k$ składa się ze wszystkich dopuszczalnych struktur typoszeregu zainstalowanych transformatorów 110 kV/SN w okresie prognozy T ; (p, k) są wyróżnionymi punktami tego grafu.

Łukami tego grafu są:

- łuki początkowe (p, C_i^I) oraz $i = i_0^I, \dots, 13$, łączące punkt p z dopuszczalnymi strukturami typoszeregu w pierwszym roku rozpatrywanego okresu T ,

- łuki końcowe (C_i^T, k) , $i = i_0^I, \dots, 13$, łączące dopuszczalne struktury typoszeregu w ostatnim roku rozpatrywanego okresu T z punktem k ,

- łuki (C^j, C^{j+1}) , $i = i_0^j, \dots, 13$, $k = i_0^{j+1}, \dots, 13$ oraz $k, j = 1, \dots, T-1$, opisujące możliwy rozwój stacji transformatorowo - rozdzielczej 110 kV/SN w j -tym roku.

Tak więc gdy $C_i^j = C_k^{j+1}$, oznacza to, że w roku $j+1$ nie dokonano wymiany transformatorów. Zaś przypadek $C_i^j \neq C_k^{j+1}$ oznacza, że w roku $j+1$ dokonano wymiany transformatora C_i na strukturę C_k .

W tak zbudowanym grafie drogi $d(p, k)$ łączące punkt początkowy p z punktem końcowym k są rozpatrywanymi decyzjami $d(\cdot)$, uwzględniającymi warunki techniczne $d(\cdot) \in D \cap D_T$.

Jeżeli każdemu łukowi grafu przyporządkuje się liczbę dodatnią, zwaną długością $d_t(\cdot)$ łuku, wówczas otrzymana struktura $S = (X, L, d_t)$ zwana jest siecią. Jednym z zadań programowania sieciowego jest poszukiwanie drogi minimalnej w sieci, a więc takiej drogi $d_0(p, k)$ łączącej węzły (p, k) , że

$$(17) \quad d[d_0(p, k)] = \min_{a(p, k) \in G} d[d_0(p, k)]$$

Długość drogi minimalnej jest równa minimalnemu kosztowi rozwoju stacji transformatorowo-rozdzielczej 110 kV/SN, zaś droga minimalna $d_0(p, k)$ - rozwiązaniu optymalnemu zadania rozwoju stacji w przypadku deterministycznego obciążenia $S_0(t), t = 1, \dots, T$, przy założonych obciążeniach dopuszczalnych

$$(18) \quad S_{0(dop)}(t), \quad t = 1, 2, \dots, T.$$

Zadanie rozwiązuje się przy użyciu algorytmów optymalizacji przedstawionych w monografii [2].

Obciążenie losowe

Formalnym zadaniem optymalnego rozwoju stacji transformatorowo-rozdzielczej 110 kV/SN jest zadanie programowania stochastycznego (D, W, X_t) , gdzie: D - oznacza zbiór decyzji dopuszczalnych, W - funkcjonalny kryterialny, X_t - proces losowy.

W przypadku rozpatrywanego zadania zbiór D jest zbiorem wszystkich dróg grafu sieci $S = (X, L, d)$, łączących węzły p i k . Procesem losowym X_t w przyjętym modelu jest proces losowych obciążeń stacji $S_0(t)$ realizację, którego otrzymuje się dzięki odpowiedniemu programowi symulacyjnemu PROGN [4].

Zadaniem formalnym optymalnego rozwoju sieci rozdzielczej lub tej samej stacji 110 kV/SN są dwa zadania programowania stochastycznego:

a) (D, K_1, S_{ot}) , którego rozwiązaniem jest taka droga $a^0(k, d) \in D$, że:

(19)

$$K_1(T, a^0) = \min_{a \in D} E \sum_{t=1}^{T-1} (1+p)^{-t} \{B[a(t)]S_{ot}^2 + C[a(t)] + K_w[a(t)]\}$$

b) (D, K_2, S_{ot}) , którego rozwiązaniem jest taka droga $a^0(k, d) \in D$, że:

(20)

$$K_2(T, a^0) = \max_{a_0 \in D} P \left\{ k(a^0, T) = \min_{a \in D} \sum_{t=1}^{T-1} (1+p)^{-t} (Bd(t))S_{ot}^2 + C[a(t)] + K_w[a(t)] \right\}$$

W przypadku zadania (D, K_1, S_{ot}) rozwiązanie optymalne uzyskuje się wyznaczając drogę minimalną w sieci, gdy długość łuków oblicza się nie na podstawie wielkości obciążenia S_{ot}^2 lecz wartości oczekiwanej $E(S_{ot}^2)$. Wynika to z tego, że

(21)

$$\min_{a \in D} E \sum_{t=1}^{T-1} (1+p)^{-t} [B[a(t)]S_{ot}^2 + C[a(t)] + K_w[a(t)]] =$$

$$\min_{a \in D, t=1}^{T-1} \sum (1+p)^{-t} [Ba(t)E(S_{ot}^2) + Ca(t) + K_w a(t)]$$

Przebieg wartości średniej kwadratu obciążenia można wyznaczyć znając $E(S_{ot})$ oraz $D_0^2(S_{ot})$ i wówczas

$$(22) \quad E(S_{ot}^2) = D_0^2(S_{ot}) + [E(S_{ot})]^2$$

lub też bezpośrednio, znając wartości obciążenia sieci w poszczególnych symulacjach. Zgodnie z zasadami statystyki procesów przyjmuje się w miejsce wartości oczekiwanych - odpowiednie estymatory.

(23)

$$\hat{E}(S_{ot}^2) = \frac{1}{n_s} \sum_{i=1}^{n_s} (S_{ot}^i)^2$$

Również przy wykorzystaniu zasad statystyki procesów otrzymuje się rozwiązanie zadania (D, K_2, S_{ot}) , jeśli przyjmie się w miejsce prawdopodobieństwa pewnego zdarzenia jego estymator

(24)

$$\hat{P}(A) = \frac{N_{As}}{N_s}$$

gdzie: N_{As} - liczba symulacji, w których zaszło zdarzenie A (w naszym przypadku zdarzenie polegające na tym, że określona droga $d^0(p, k)$ była drogą najkrótszą), N_s - liczba symulacji.

Rozwiązaniem zadania (D, K_2, S_{ot}) będzie droga, która najczęściej była drogą najkrótszą (strategią rozwoju sieci o najmniejszym koszcie).

Miarą statystyczną oceny ryzyka są: wariancja, odchylenie standardowe i współczynnik zmienności kosztów strategii rozwoju RPZ-u. Współczynnik zmienności jest definiowany jako odchylenie standardowe podzielone przez wartość oczekiwaną:

(25)

$$CV = \frac{\delta}{E(x)} \cdot 100\%$$

gdzie: CV - współczynnik zmienności, δ - odchylenie standardowe, $E(x)$ - wartość oczekiwana.

Im wyższe są wartości odchylenia standardowego i współczynnika zmienności, tym większe ryzyko związane jest z realizacją optymalnej strategii rozwoju RPZ.

Przykładowe wyniki obliczeń dla RPZ

Obciążenie stacji 110 kV/SN na wybrany okres prognozy (pięcio- i piętnastoletni) jest wyznaczone programem PROGNA [4]. Ze stukilkudziesięciu wygenerowanych prognoz z badań zostały wyłączone te prognozy obciążenia, których wartości kształtowały się poniżej wartości dopuszczalnej w którymkolwiek roku prognozy. Optymalizacji podlega plan wymiany transformatorów w stacji 110 kV/SN (tzn. termin wymiany oraz moce wymienianych jednostek transformatorowych).

Wyznaczenie optymalnej strategii rozwoju pojedynczej stacji transformatorowej 110 kV/SN zostało przeprowadzone programem WYBOR [4].

Tabela 1. Prognoza obciążenia RPZ na okres 15 lat

1	Symulacja prognozy				
	6437.9	7320.7	8244.0	9202.2	10412.9
	11847.7	13046.9	14630.8	16056.1	17566.7
2	Symulacja prognozy				
	6556.3	7580.3	8403.3	9655.2	10609.8
	11918.0	13686.1	16171.9	18327.2	20675.1
3	Symulacja prognozy				
	6593.4	7365.0	828.3	8983.9	10209.8
	11610.2	13227.7	14991.0	16385.7	18207.9
4	Symulacja prognozy				
	6734.5	7707.3	8991.0	10261.5	22282.4
	12771.3	14915.5	16593.2	18082.8	20048.2
5	Symulacja prognozy				
	6628.5	7334.3	8243.6	9600.8	10943.7
	12348.2	14384.2	16478.2	18122.1	19943.2
	21950.9	23888.6	25754.1	27832.1	31017.4

Tabela 2. Optymalizacja rozwoju stacji GPZ

Rok prognozy	Struktura GPZ				
	Moce znamionowe transformatorów [MVA]				
	Prawdopodobieństwo wystąpienia poszczególnych strategii rozwoju RPZ				
	p ₁ =0.40	p ₂ =0.21	p ₃ =0.18	p ₄ =0.12	p ₅ =0.07
1	(0-16)	(0-16)	(0-16)	(0-16)	(0-16)
2	(0-16)	(0-16)	(0-16)	(0-16)	(0-16)
3	(0-16)	(0-16)	(0-16)	(0-16)	(0-16)
4	(16-16)	(0-16)	(0-16)	(0-16)	(0-16)
5	(16-16)	(16-16)	(0-16)	(0-16)	(0-16)
6	(16-16)	(16-16)	(16-16)	(0-16)	(16-16)
7	(16-16)	(16-16)	(16-16)	(16-16)	(16-16)
8	(16-16)	(16-16)	(16-16)	(16-16)	(16-16)
9	(16-16)	(16-16)	(16-16)	(16-16)	(16-16)
10	(16-16)	(16-16)	(16-16)	(16-16)	(25-25)
11	(16-16)	(25-25)	(25-25)	(16-16)	(25-25)
12	(25-25)	(25-25)	(25-25)	(16-16)	(25-25)
13	(25-25)	(25-25)	(25-25)	(25-25)	(25-25)
14	(25-25)	(25-25)	(25-25)	(25-25)	(25-25)
15	(25-25)	(25-25)	(25-25)	(25-25)	(25-25)

Obliczenia związane z badaniem rozwoju elementów sieci miejskiej prowadzone są na podstawie stu kilkunastu losowych prognoz obciążenia stacji 110 kV/SN. Dla każdej prognozy obciążenia jest wyznaczana taka strategia rozwoju, dla której uzyskano najniższe koszty rozwoju sieci. Równocześnie liczone są identyczne rozwiązania konfiguracji stacji 110 kV/SN lub wybranych wycinków sieci SN i 110 kV. Najlepszym rozwiązaniem według drugiego kryterium była taka strategia rozwoju sieci, która powtarzała się najczęściej. W programie poszukiwanie najniższych kosztów rozwoju elementów sieci SN i 110 kV lub samego

GPZ-u zostało sprowadzone do znalezienia najkrótszej drogi w grafie. W grafie węzłami są dopuszczalne w poszczególnych etapach struktury sieci, łuki zaś przedstawiają dopuszczalne drogi przejścia.

W programie WYBOR zastosowano algorytm poszukiwania najkrótszego łańcucha sieci wielowarstwowej z uwzględnieniem optymalizacji wieloetapowej. Wyniki przykładowych obliczeń przedstawiono w tabeli 1 i 2.

Wnioski

- Na obecnym etapie analizy miejskich sieci rozdzielczych stwierdza się, że prawidłowe rozwiązywanie problemów dalszego ich rozwoju powinno opierać się na metodach: optymalizacji wieloetapowej; optymalizacji wielokryterialnej i metodach podejmowania decyzji w warunkach niepewności. Autor przedstawił nowe podejście do wyznaczania optymalnej strategii rozwoju miejskiej stacji transformatorowo-rozdzielczych 110 kV/SN z wykorzystaniem wyżej wymienionych metod.
- Wyniki eksperymentów obliczeniowych przeprowadzonych dla kilku istniejących stacji 110 kV/SN w Warszawie potwierdziły efektywność zaproponowanych metod badania rozwoju stacji miejskiej i pozwalają na sformułowanie następujących wniosków:
 - w okresie badań $T = 5, 10, 15$ lat konieczna jest jednokrotna wymiana transformatorów 110 kV/SN na jednostki większe przy obciążeniu początkowym stacji $S_0 \geq 5MV \cdot A$;
 - przy współczynniku zmienności statystycznej obciążenia RPZ-u w granicach od 2% do 8% w poszczególnych latach prognozy, strategii optymalne rozwoju stacji otrzymane przy użyciu modelu losowego obciążenia, są zbliżone do strategii rozwoju stacji obliczonych dla wartości średniej obciążenia RPZ-u (jest to wynik małego rozrzutu prognoz);
 - jeżeli współczynnik zmienności statystycznej obciążenia stacji transformatorowo-rozdzielczej 110 kV/SN w poszczególnych latach prognozy jest większy od 10% (analiza dwóch RPZ-ów w Warszawie), to strategia optymalna rozwoju stacji uzyskana przy użyciu modelu losowego różni się od strategii deterministycznej rozwoju RPZ-u; wskazane jest stosowanie modelu losowego jako bardziej zbliżonego do rzeczywistości.

LITERATURA

- [1] Ault G. W. et al: Distribution System Planning in Focus, *IEEE, Power Engine*, January, (2002).
- [2] Marzecki J.: Algorytmy obliczeniowe rozdzielczych sieci elektroenergetycznych, *Wydawnictwo Naukowe Instytutu Technologii Eksploatacji – PIB*, Warszawa, (2007).
- [3] Marzecki J.: Optymalna lokalizacja miejskich stacji transformatorowo-rozdzielczych 110 kV/SN w warunkach gospodarki rynkowej, *Rynek Energii*, nr 2, (2009).
- [4] Marzecki J.: Wybrane zagadnienia rozwoju miejskich sieci elektroenergetycznych w warunkach tworzonego rynku energii elektrycznej, *Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej*, Warszawa, (2002).
- [5] Roy B.: Wielokryterialne wspomaganie decyzji, *WNT*, Warszawa, (1990).
- [6] Zachorowska A.: Ryzyko działalności inwestycyjnej przedsiębiorstw, *PWE*, (2006).

Autor: dr hab. inż. Jerzy Marzecki, prof. PW; Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Koszykowa 75, 00-662 Warszawa, E-mail Jerzy.Marzecki@ien.pw.edu.pl