

**Wpływ struktury wytwarzania energii
na selektywność i niezawodność
zabezpieczeń nadprądowych w sieciach SN**

Wpływ struktury wytwarzania energii na selektywność i niezawodność zabezpieczeń nadprądowych w sieciach SN

Michał Szewczyk – Politechnika Śląska

Streszczenie

W artykule przedstawiono wyniki analiz literaturowych dotyczących wpływu generacji energii elektrycznej ze źródeł OZE na działanie zabezpieczeń nadprądowych w sieciach SN. Szczególną uwagę zwrócono na wpływ zmienności procentowego udziału źródeł OZE w miksie energetycznym na niezawodność i selektywność działania klasycznie nastawionych zabezpieczeń nadprądowych. Dokonano również próby wskazania granicznych poziomów udziału OZE, dla których konieczne staje się stosowanie dobowych i/lub sezonowych zestawów nastaw, a nawet opracowanie nowych kryteriów i schematów zabezpieczeniowych.

1. Wstęp

Transformacja systemów elektroenergetycznych w kierunku wysokiego udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) prowadzi do fundamentalnych zmian warunków pracy sieci dystrybucyjnych. Te zmiany szczególnie silnie będą się ujawniać w sieciach średniego napięcia (SN). Wynika to z faktu, że przez dekady dominowały w nich klasyczne schematy zabezpieczeń, które były projektowane przy założeniu wysokiej mocy zwarciowej, jednoznacznego kierunku przepływu prądu zwarciowego oraz stabilnej struktury źródeł zasilających.

Dzisiejszy wzrost udziału źródeł przyłączonych poprzez przekształtniki energoelektroniczne powoduje, że przyjmowane przez lata założenia przestają być spełnione. Wynika to przede wszystkim z faktu, że źródła OZE charakteryzują się ograniczoną zdolnością generowania prądu zwarciowego, dużą zmiennością generowanej mocy w funkcji czasu oraz wysoką responsywnością na zmianę warunków pracy. Te czynniki wpływają bezpośrednio na skuteczność działania zabezpieczeń nadprądowych. Celem artykułu jest wykazanie, że zasadność stosowania statycznych nastaw zabezpieczeń w sieciach SN jest funkcją procentowego udziału OZE w miksie wytwórczym oraz że istnieją zakresy udziału OZE, w których klasyczna filozofia ochrony prowadzi do sprzecznych wymagań technicznych. W artykule głównie przeanalizowano symulacje opisane w literaturze oraz przeprowadzono wstępną własną diagnozę problemu.

2. Metodologia analiz oraz ocena wpływu udziału OZE na działanie zabezpieczeń SN

Dostępne w literaturze analizy wpływu udziału OZE na działanie zabezpieczeń w sieciach średniego napięcia wskazują na konieczność przyjęcia metodologii ilościowej i jakościowej oceny zasadności stosowania statycznych nastaw zabezpieczeń nadprądowych w funkcji zmiennego udziału odnawialnych źródeł energii w miksie wytwórczym. Metodologia ta powinna zostać przyjęta w takiej formie, aby umożliwić łatwe porównanie różnych stanów pracy tego samego układu sieciowego. Dokonano tego przy zachowaniu stałej topologii sieci i zmieniającej się struktury źródeł zasilających. Celem prowadzonych analiz powinno być wykazanie, że zasadność stosowania statycznych nastaw zabezpieczeń w sieciach SN jest funkcją procentowego udziału OZE w miksie wytwórczym. Wykazano również, że istnieją zakresy udziału OZE, w których klasyczna filozofia ochrony prowadzi do sprzecznych wymagań technicznych. W większości dostępnych pozycji literaturowych [9-19] taka analiza została przeprowadzona w oparciu o model promieniowego fragmentu sieci SN o napięciu 15 kV zasilanego z GPZ. Jako kryteria poprawności działania zabezpieczeń przyjmowano przede wszystkim niezawodność wykrycia zwarcia (*dependability*) oraz selektywność czasową, zgodnie z zaleceniami IEEE oraz ENTSO-E [2-4]. Źródła synchroniczne modelowano jako klasyczne źródła napięciowe o zadanej impedancji wewnętrznej, natomiast źródła OZE przyłączone poprzez przekształtniki energoelektroniczne jako źródła prądu o ograniczonej wartości maksymalnej, zgodnie z IEC 60909 oraz IEEE Std 1547 [15, 16]. Analizy koncentrowały się na zabezpieczeniach nadprądowych (OCR, DOCR), które nadal stanowią podstawowe wyposażenie ochronne pól odpyływowych (*feederów*) SN w sieciach dystrybucyjnych. Zakres metodologii obejmuje ocenę poprawności działania tych zabezpieczeń w sensie:

- niezawodności wykrycia zwarcia,
- selektywności czasowej,

- odporności na zmienność parametrów systemowych.

Przyjęte podejście jest zgodne z zaleceniami IEEE Power & Energy Society oraz ENTSO-E dotyczącymi oceny ochrony w systemach z rosnącym udziałem źródeł inwerterowych.

3. Modelowanie układu sieciowego

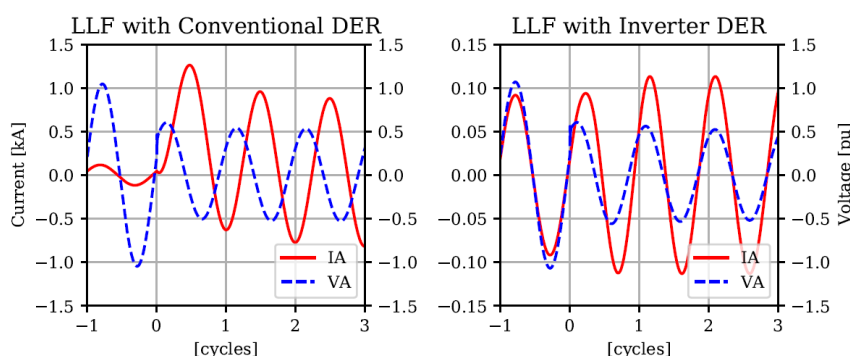
W artykułach [9-19] najczęściej jako obiekt odniesienia przyjmowano promieniowe pole odpywowe średniego napięcia o napięciu znamionowym 15 kV, zasilane jednostronnie z rozdzielni GPZ. Taki model odpowiada typowej konfiguracji eksploatacyjnej sieci SN operatorów systemów dystrybucyjnych w Europie. Przyjmowane modele obejmują:

- źródło zasilania o zadanej mocy zwarciowej,
- linię SN o rozłożonej impedancji,
- odbiory skupione i rozproszone,
- lokalne źródła OZE przyłączone w różnych punktach sieci.

W przeprowadzanych analizach zakłada się, że topologia sieci pozostaje niezmienna w całym procesie analizy. Zmiennym parametrem jest natomiast struktura źródeł zasilających. Wyrażona jest ona poprzez procentowy udział mocy generowanej przez źródła inwerterowe w stosunku do całkowitej mocy czynnej dostarczanej do sieci. Takie podejście pozwala jednoznacznie powiązać obserwowane zmiany w działaniu zabezpieczeń z udziałem OZE, a nie ze zmianą konfiguracji sieci. Źródła synchroniczne modelowane są jako klasyczne źródła napięciowe o zadanej impedancji wewnętrznej. Generują one prąd zwarciowy zależny od parametrów elektromagnetycznych i mechanicznych maszyny. Przyjmuje się, że prąd zwarciowy tych źródeł może osiągać wartości wielokrotnie przekraczające prąd znamionowy. Natomiast źródła OZE przyłączone poprzez przekształtniki energoelektroniczne modelowane są jako źródła prądu o ograniczonej wartości maksymalnej. Przykładowe przebiegi prądu zwarciowego ze źródeł konwencjonalnych i ze źródeł wyposażonych w inwertery przedstawiono na rysunku 1 [9]. Zgodnie z zaleceniami IEC oraz IEEE Std 1547 [15, 16] przyjmuje się, że maksymalny prąd zwarciowy źródła inwerterowego mieści się w przedziale:

$$I_{k,inv} = (1,1 \div 1,3) \cdot I_n \quad (1)$$

Prąd ten charakteryzuje się krótkim czasem trwania rzędu kilkudziesięciu do kilkuset milisekund. Takie podejście odpowiada aktualnej praktyce modelowania źródeł inwerterowych w analizach ochrony i jest szeroko opisane w literaturze technicznej.



Rys. 1. Przebiegi prądu zwarciowego ze źródeł konwencjonalnych i ze źródeł wyposażonych w inwertery [9]

W literaturze i praktyce inżynierskiej ocena działania zabezpieczeń nadprądowych oparta jest na dwóch podstawowych kryteriach:

- kryterium niezawodności (*dependability*)
Zabezpieczenie uznaje się za niezawodne, jeżeli dla każdego zwarcia w chronionym obszarze prąd zwarciowy przekracza prąd rozruchowy zabezpieczenia:

$$I_{k,min} > I_{pickup} \quad (2)$$

gdzie:

$I_{k,min}$ – minimalny prąd zwarciovowy w danym obszarze,
 I_{pickup} – nastawa prądu rozruchowego zabezpieczenia.

Takie kryterium jest zgodne z klasycznymi zasadami doboru zabezpieczeń nadprądowych opisanymi m.in. przez Horowitza i Phadke oraz w wytycznych IEEE PES [1, 2].

b) kryterium selektywności czasowej.

Selektywność czasowa jest spełniona, jeżeli czas zadziałania zabezpieczenia rezerwowego jest odpowiednio większy od czasu zadziałania zabezpieczenia podstawowego:

$$t_{backup} - t_{primary} \geq \Delta t_{min} \quad (3)$$

gdzie:

Δt_{min} oznacza minimalny wymagany margines selektywności, uwzględniający tolerancje przekładników, wyłączników oraz błędy pomiarowe.

W artykułach [9-14] przyjmowano typowe wartości Δt_{min} zgodne z praktyką OSD oraz zaleceniami producentów zabezpieczeń. Bazując na tych założeniach rozważana była poprawność działania zabezpieczeń wykorzystujących kryterium prądowe w sieciach dystrybucyjnych w zależności od zakresów udziału OZE w miksie wytwarzania energii elektrycznej. W przeprowadzonych analizach [9-14, 19] wykazano, że:

- spełnienie jednego z kryteriów poprawności działania zabezpieczeń może i prowadzi do naruszenia drugiego kryterium (w zależności od poziomu udziału),
- nie istnieje zbiór nastaw spełniający oba kryteria jednocześnie, jeżeli udział OZE w miksie przekracza określone poziomy.

Przeprowadzone w [9-14, 19] dowody analityczno-obliczeniowe bazują na:

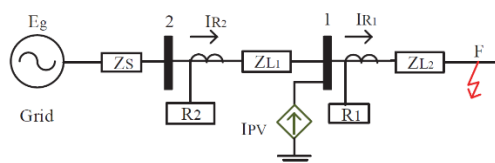
- sprzeczności warunków nierównościowych,
- analizy charakterystyk czasowo-prądowych (TCC),
- porównania wyników dla różnych stanów pracy systemu,
- potwierdzenia empirycznego w literaturze (studia przypadków).

4. Niski udział OZE (0–20%)

Ocena poprawności działania klasycznych zabezpieczeń nadprądowych w sieci średniego napięcia przy niskim udziale odnawialnych źródeł energii może być traktowana jako stan referencyjny dla dalszych analiz. Zakres (0–20%) OZE odpowiada systemowi, w którym generacja rozproszona nie wpływa jeszcze istotnie na parametry zwarciovowe sieci, a dominującą rolę w bilansie mocy odgrywają źródła synchroniczne. Analiza tego przypadku ma na celu wykazanie, że przy spełnieniu klasycznych założeń projektowych, kryteria poprawności działania zabezpieczeń, zdefiniowane w punkcie 2 są jednocześnie spełnione bez konieczności stosowania rozwiązań adaptacyjnych. Analizie poddawane są najczęściej promieniowe odpiły liniowe SN 15 kV zasilane z GPZ o mocy zwarciovowej rzędu 400–500 MVA (rysunek 2). Początkowo przyjęto, że udział OZE w bilansie mocy czynnej nie przekracza 20%. Źródła te modelowano jako instalacje PV przyłączone do sieci poprzez przekształtniki energoelektroniczne. W analizowanych przypadkach założono, że:

- zdecydowana większość mocy zwarciovowej pochodzi ze źródeł synchronicznych,
- udział prądu zwarciovowego generowanego przez źródła inwerterowe jest pomijalny w stosunku do prądu zwarciovowego systemu,
- parametry zwarciovowe sieci nie wykazują istotnej zmienności dobowej.

Założenia takie są zgodne z obserwacjami eksploatacyjnymi oraz wnioskami zawartymi w raportach CIGRÉ [5, 6] dotyczących sieci SN z niską penetracją generacji rozproszonej.



Rys. 2. Przykładowa analizowana konfiguracja sieci SN [13]

Dla przykładowej analizowanej konfiguracji minimalny prąd zwarciový występuje na końcu linii (rysunek 2), gdzie impedancja sieci osiąga największą wartość. Przy założonej mocy zwarciový GPZ oraz typowych parametrach linii SN, minimalny prąd zwarciový przekracza kilkakrotnie prąd obciążenia. Oznacza to, że dla każdego zwarcia w chronionym obszarze spełniony jest warunek niezawodności $I_{k,min} > I_{pickup}$ dla typowych wartości nastaw prądu rozruchowego zabezpieczeń nadprądowych. Udział prądu zwarciový pochodzącego z instalacji PV jest ograniczany do około $1,1 \div 1,3$ prądu znamionowego. Nie wpływa on więc istotnie na wartość $I_{k,min}$ widzianą przez zabezpieczenia. Wynik ten wskazuje, że przy niskim udziale OZE prądy zwarciový zachowują charakterystyki typowe dla systemów zdominowanych przez źródła synchroniczne, co zostało szeroko opisane w literaturze klasycznej [1].

Selektywność czasowa zabezpieczeń została oceniona na podstawie charakterystyk czasowo-prądowych (TCC) zabezpieczeń zainstalowanych w GPZ oraz w głębi pola odpływowego SN. Dla analizowanego zakresu OZE charakterystyki te wykazują prawidłowe rozdzielenie czasowe w całym zakresie spodziewanych prądów zwarciový. Minimalny margines selektywności $t_{backup} - t_{primary} \geq \Delta t_{min}$ został spełniony zarówno dla zwarcí bliskich, jak i odległych, bez konieczności stosowania dodatkowych funkcji kierunkowych lub adaptacyjnych. Co istotne, brak jest istotnej zmienności położenia punktów pracy na krzywych TCC w funkcji czasu. Oznacza to, że nastawy dobrane w procesie projektowym zachowują poprawność w całym cyklu dobowym.

Uzyskane w [9-14, 19] wyniki potwierdzają, że przy niskim udziale OZE klasyczne założenia projektowe zabezpieczeń nadprądowych pozostają aktualne. Zabezpieczenia spełniają jednocześnie kryterium niezawodności i selektywności, a ich działanie jest odporne na niewielkie wahania struktury źródeł. Wnioski te są spójne z raportem CIGRÉ [5]. W raporcie tym wskazano, że problemy koordynacji zabezpieczeń w sieciach SN pojawiają się dopiero przy wyższych poziomach penetracji generacji rozproszonej. Podobne stanowisko prezentowane jest w wytycznych [6] dotyczących ochrony sieci dystrybucyjnych. Wynika z tego, że w zakresie udziału OZE 0–20% klasyczne zabezpieczenia nadprądowe mogą być skutecznie projektowane i eksploatowane przy użyciu jednego, statycznego zestawu nastaw. Kryteria niezawodności i selektywności są spełnione jednocześnie, a działanie zabezpieczeń nie wykazuje istotnej zależności od zmienności generacji OZE. Zakres ten stanowi punkt odniesienia dla dalszych analiz, w których pokazano stopniową utratę spełnienia powyższych kryteriów wraz ze wzrostem udziału OZE.

5. Umiarkowany udział OZE (20–40%). Pierwsze formalne naruszenie selektywności

Kolejnym krokiem analiz była ocena, w jakim stopniu wzrost udziału odnawialnych źródeł energii do poziomu 20–40% wpływa na spełnienie kryteriów poprawności działania zabezpieczeń nadprądowych. Zakres ten odpowiada etapowi, w którym generacja rozproszona przestaje być marginalna, lecz nie dominuje jeszcze w bilansie mocy systemu. Analiza koncentruje się na identyfikacji pierwszych naruszeń selektywności czasowej oraz na wykazaniu, że mimo zachowania niezawodności wykrywania zwarcí, klasyczne zabezpieczenia nadprądowe tracą gwarancję poprawnego działania we wszystkich scenariuszach zwarciový.

W porównaniu do zakresu 0–20% OZE, analizowany przedział charakteryzuje się istotnym wzrostem liczby oraz mocy źródeł przyłączonych do sieci SN poprzez przekształtniki energoelektroniczne. Źródła te zlokalizowane są w różnych punktach pola odpływowego, często w jego środkowej lub końcowej części. Pomimo tego, że całkowita moc zwarciový systemu nadal determinowana jest głównie przez źródła synchroniczne zlokalizowane po stronie GPZ, lokalne źródła OZE zaczynają wpływać na rozptył prądów zwarciový. Oznacza to, że założenie jednokierunkowego przepływu prądu zwarciový od strony GPZ w kierunku miejsca zwarcia przestaje być w pełni spełnione. Zjawisko to zostało zidentyfikowane w literaturze jako jeden z pierwszych mechanizmów prowadzących do problemów koordynacji zabezpieczeń w sieciach dystrybucyjnych [2, 7, 8].

Kluczowym mechanizmem odpowiedzialnym za obserwowane problemy ochrony w zakresie 20–40% OZE jest zjawisko lokalnego udziału źródeł rozproszonych w zasilaniu zwarcia (zjawisko infeed/outfeed prądu

zwarciego). W przypadku zwarcia zlokalizowanego w pobliżu instalacji PV, część prądu zwarciego dostarczana jest lokalnie, co prowadzi do zmniejszenia prądu płynącego od strony GPZ. Z punktu widzenia zabezpieczenia nadprądowego zainstalowanego w GPZ oznacza to, że:

- rzeczywisty prąd zwarcioy w miejscu zwarcia może pozostawać wysoki,
- prąd widziany przez zabezpieczenie główne jest jednak niższy niż w przypadku sieci bez OZE.

Efekt ten nie prowadzi jeszcze do braku wykrycia zwarcia, lecz powoduje istotne przesunięcie punktów pracy na charakterystykach czasowo-prądowych zabezpieczeń. Zgodnie z metodologią przyjętą w punkcie 2, poprawność działania zabezpieczeń oceniono na podstawie kryterium selektywności czasowej. Dla analizowanego pola odpływowego przeprowadzono porównanie charakterystyk TCC dla dwóch przypadków:

- sieci bez generacji rozproszonej,
- sieci z lokalnymi źródłami PV odpowiadającymi 20–40% udziału OZE (rysunek 3).

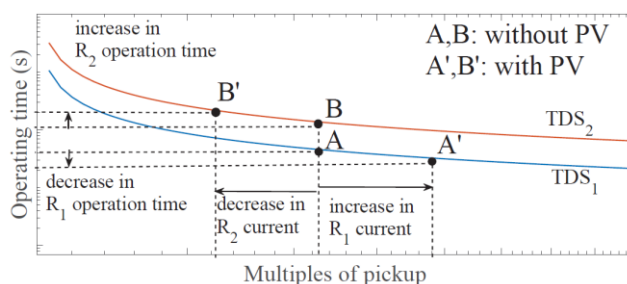
Analiza wykazuje, że w przypadku obecności PV:

- prąd widziany przez zabezpieczenie główne w GPZ ulega zmniejszeniu,
- czas zadziałania zabezpieczenia głównego wydłuża się,
- margines selektywności pomiędzy zabezpieczeniem głównym a zabezpieczeniami w głębi pól odpływowych SN ulega zmniejszeniu.

W skrajnych przypadkach, przy zwarcia w głębi pola odpływowego, czas zadziałania zabezpieczenia rezerwowego może zbliżyć się do czasu zadziałania zabezpieczenia głównego, prowadząc do utraty selektywności. Opisany mechanizm oraz jego konsekwencje zostały szczegółowo udokumentowane w raporcie *Protection of Distribution Circuits with High Penetration of Photovoltaics* opracowanym przez Pacific Northwest National Laboratory. Autorzy przedstawiają liczne studia przypadków różnych fragmentów sieci dystrybucyjnych, w których przy penetracji PV rzędu 20–40% zaobserwowano utratę koordynacji układów recloser–bezpiecznik, mimo poprawnie dobranych nastaw [7-9]. Podobne wnioski prezentowane są w publikacjach IEEE PES, gdzie podkreśla się, że problemy te nie wynikają z błędów nastaw, lecz z naruszenia klasycznych założeń dotyczących rozpyłu prądów zwarcioy w sieci promieniowej [2].

W przeciwieństwie do zakresu 0–20% OZE, w analizowanym przedziale nie można już mówić o pełnej odporności zabezpieczeń na zmienność warunków pracy systemu. Choć kryterium niezawodności wykrycia zwarcia pozostaje spełnione, selektywność wynikająca ze stopniowania czasowego przestaje być gwarantowana w każdym scenariuszu. Oznacza to, że klasyczne zabezpieczenia nadprądowe nadal działają poprawnie w większości przypadków, jednak ich zachowanie staje się wrażliwe na lokalizację źródeł OZE oraz miejsca wystąpienia zwarcia. Jest to pierwszy etap, na którym pojawia się potrzeba modyfikacji filozofii ochrony.

Analiza wykazała, że przy udziale OZE w zakresie 20–40% klasyczne zabezpieczenia nadprądowe w sieciach SN tracą gwarancję selektywności czasowej, mimo zachowania zdolności wykrywania zwarc (rysunek 3). Zjawisko to wynika bezpośrednio z lokalnego udziału źródeł OZE w zasilaniu zwarcia i zostało jednoznacznie potwierdzone w literaturze technicznej. Zakres ten stanowi etap przejściowy pomiędzy systemem klasycznym a systemem „problematicznym”, prowadząc bezpośrednio do punktu krytycznego analizowanego w kolejnej sekcji.



Rys. 3. Porównanie charakterystyk TCC zabezpieczeń dla pola odpływowego SN bez OZE oraz z umiarkowaną penetracją PV [13]

6. Punkt krytyczny udziału OZE (40–60%)

Zakres udziału odnawialnych źródeł energii 40–60% stanowi jakościowo odmienny etap transformacji systemu elektroenergetycznego w porównaniu do niższych poziomów penetracji OZE. W tym przedziale system nie może być już traktowany jako klasyczny system wysokiej mocy zwarciowej. Nie spełnia on również cech systemu w pełni zdominowanego przez źródła inwerterowe. Z punktu widzenia ochrony realizowanej przez EAZ jest to stan szczególnie niekorzystny, gdyż:

- parametry zwarciowe ulegają istotnym zmianom w funkcji czasu,
- zmiany te mają charakter cykliczny (dobowy i sezonowy),
- klasyczne założenia projektowe zabezpieczeń nie są spełnione w sposób ciągły.

Raporty ENTSO-E [3, 4] wskazują, że właśnie średnie poziomy penetracji OZE generują największe wyzwania, ponieważ prowadzą do sprzecznych wymagań wobec zabezpieczeń, które nie występują w systemach skrajnych (bardzo niskie lub bardzo wysokie udziały OZE). Ponownie zastosowano metodologię z punktu 2. Analizy przeprowadzono dla niezmiennego topologii pola odpywowego SN, przy zmiennej strukturze źródeł zasilających. Dla zakresu 40–60% OZE rozważono dwa reprezentatywne scenariusze pracy systemu:

- Scenariusz A – niska generacja OZE (noc, okres zimowy): system zdominowany przez źródła synchroniczne, wysoka moc zwarciowa, klasyczny przebieg prądu zwarcia.
- Scenariusz B – wysoka generacja OZE (dzień, okres letni): znaczny udział źródeł inwerterowych, obniżona efektywna moc zwarciowa, ograniczony i krótkotrwały prąd zwarciowy.

Oba scenariusze dotyczą tej samej sieci i tych samych zabezpieczeń, różniąc się wyłącznie aktualnym udziałem OZE w bilansie mocy.

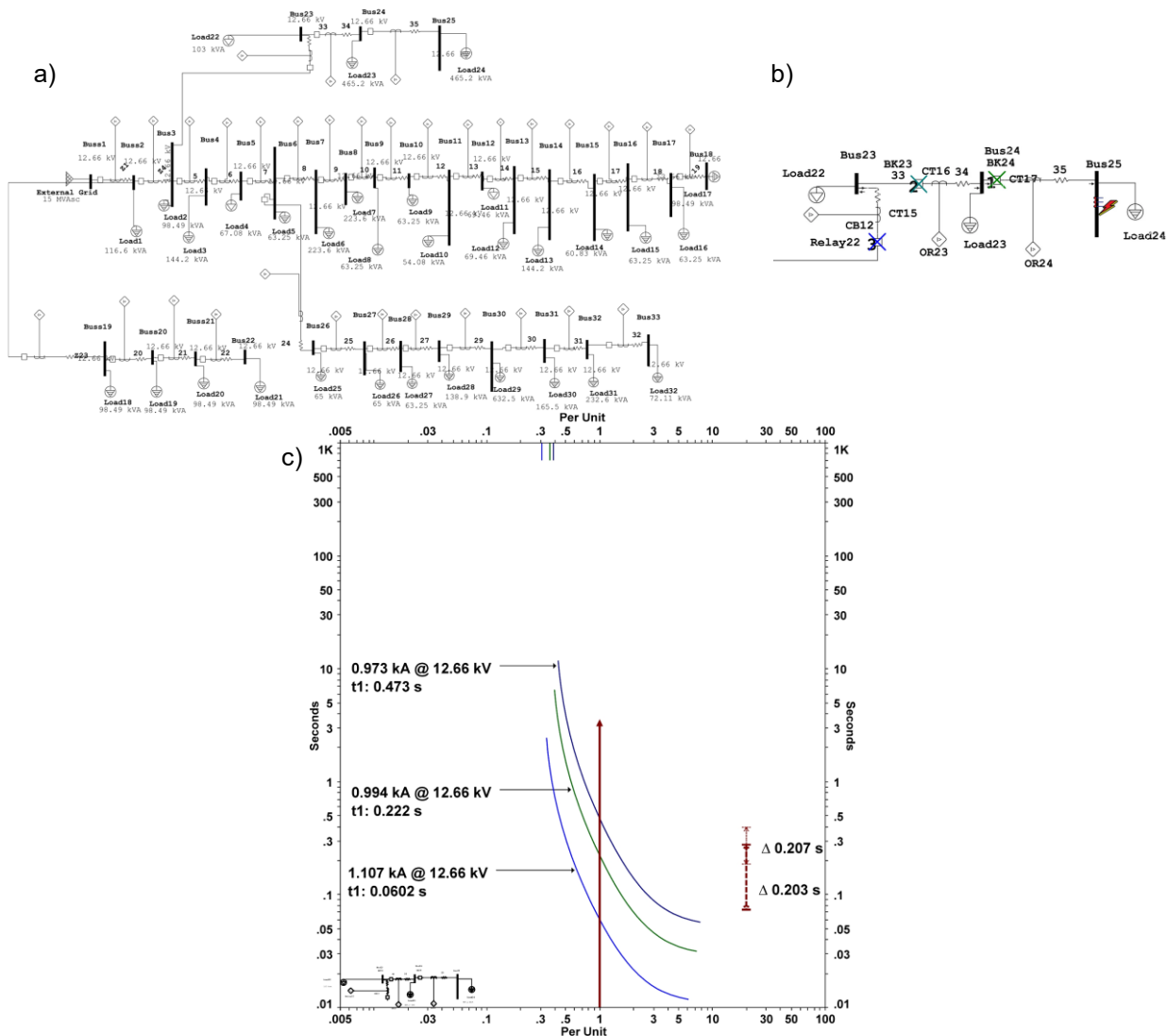
Analiza prądów zwarciowych wykazuje, że w scenariuszu B minimalny prąd zwarciowy widziany przez zabezpieczenia nadprądowe jest istotnie niższy niż w scenariuszu A. Wynika to z ograniczonego udziału źródeł inwerterowych w zasilaniu zwarcia oraz zmniejszonej liczby jednostek synchronicznych pracujących w systemie. Zakres zmienności $I_{k,min}$ przekracza często 30%, co ma kluczowe znaczenie dla doboru nastaw zabezpieczeń nadprądowych. Zjawisko to zostało jednoznacznie wskazane w raportach ENTSO-E [3, 4] jako konsekwencja spadku mocy zwarciowej w systemach o rosnącym udziale źródeł inwerterowych. Zgodnie z kryterium niezawodności, zabezpieczenie nadprądowe musi spełniać nierówność $I_{k,min} > I_{pickup}$. Jeżeli nastawa prądu rozruchowego I_{pickup} zostanie dobrana na poziomie zapewniającym poprawne działanie w scenariuszu A, warunek niezawodności nie będzie spełniony w scenariuszu B, gdzie $I_{k,min}$ przyjmuje wartości porównywalne lub niższe. Oznacza to, że zabezpieczenie, które działa poprawnie w warunkach niskiej generacji OZE, może nie zadziałać w warunkach wysokiej generacji OZE, mimo wystąpienia rzeczywistego zwarcia w chronionym obszarze. Alternatywnie, obniżenie nastawy I_{pickup} w celu zapewnienia spełnienia kryterium niezawodności w scenariuszu B prowadzi do naruszenia kryterium selektywności w scenariuszu A. Zmniejszenie progu prądowego skutkuje skróceniem czasu zadziałania zabezpieczenia głównego w GPZ, co powoduje zmniejszenie lub utratę marginesu selektywności względem zabezpieczeń w głębi sieci.

W efekcie:

- zabezpieczenie główne może zadziałać szybciej niż zabezpieczenie bliższe miejscu zwarcia,
- dochodzi do wyłączenia większego obszaru sieci niż wymagane.

Taka sytuacja jest niedopuszczalna z punktu widzenia eksploatacji sieci dystrybucyjnych.

Wykazana sprzeczność znajduje bezpośrednie odzwierciedlenie w analizie charakterystyk czasowo-prądowych zabezpieczeń [13, 14]. Dla nastaw dobranych na scenariusz A charakterystyki TCC zapewniają prawidłową selektywność [13], natomiast w scenariuszu B punkty pracy przesuwają się poza obszar zadziałania zabezpieczenia. Z kolei nastawy dobrane na scenariusz B prowadzą do nachodzenia charakterystyk TCC w scenariuszu A. Przykładowe charakterystyki punkty pracy dla bardziej rozbudowanego modelu [14] przedstawia rysunek 4.



Rys. 4. Przykładowe wyniki symulacji (c) w 33-węzłowym modelu IEEE (a) dla pola SN 4 (b) [14]

Opisany problem został jednoznacznie potwierdzony w [4]. Raport *ENTSO-E System Strength and Protection Challenges* wskazuje, że przy średnich poziomach penetracji OZE tradycyjne zabezpieczenia nadprądowe nie są w stanie zapewnić jednocześnie niezawodności i selektywności w całym zakresie stanów pracy systemu. Podobne wnioski przedstawiono w pracy [13], gdzie na podstawie symulacji pola odpywowego SN wykazano, że różne poziomy generacji PV wymagają różnych nastaw zabezpieczeń DOCR, a stosowanie jednej grupy nastaw prowadzi do błędnych zadziałań lub braku zadziałania. Kluczowym wnioskiem z przeprowadzonych analiz jest fakt, że problemy ochrony w zakresie 40–60% OZE:

- nie wynikają z błędów projektowych,
- nie mogą zostać wyeliminowane poprzez „lepszy dobór nastaw”,
- są konsekwencją zmiennej natury systemu elektroenergetycznego.

Oznacza to, że klasyczna filozofia ochrony, oparta na statycznych nastawach, traci w tym zakresie swoją zasadność. Zakres udziału OZE 40–60% stanowi więc punkt krytyczny działania zabezpieczeń nadprądowych w sieciach SN. W tym przedziale nie istnieje jeden zestaw statycznych nastaw spełniający jednocześnie kryteria niezawodności i selektywności we wszystkich stanach pracy systemu.

7. Wysoki udział OZE (≥60%)

Przy udziale odnawialnych źródeł energii przekraczającym 60% system elektroenergetyczny wchodzi w stan jakościowo odmienny od analizowanych wcześniej zakresów. W bilansie mocy dominują źródła przyłączone poprzez przekształtniki energoelektroniczne, natomiast liczba jednostek synchronicznych

pracujących w systemie ulega istotnemu ograniczeniu. Z punktu widzenia ochrony sieci SN kluczowe znaczenie mają następujące cechy takiego systemu:

- bardzo niska efektywna moc zwarciowa,
- ograniczona zdolność źródeł do generowania prądu zwarciowego,
- krótki czas trwania prądu zwarcia,
- zmiana charakteru prądu zwarciowego z quasi-sinusoidalnego na silnie nieliniowy.

Zjawiska te są szeroko opisywane w dokumentach [3-8] jako fundamentalne wyzwanie dla klasycznych zabezpieczeń nadprądowych.

Model prądu zwarciowego źródeł inwerterowych

Zgodnie z obowiązującymi normami oraz praktyką producentów przekształtników, źródła inwerterowe ograniczają prąd zwarciowy do wartości niewiele większych od prądu znamionowego. Typowo przyjmuje się:

$$I_{k,inv} \approx (1,1 \div 1,3) \cdot I_n$$

Czas trwania takiego prądu jest ograniczony algorytmicznie i wynosi zwykle od kilkudziesięciu do kilkuset milisekund, po czym następuje redukcja prądu lub odłączenie źródła. W systemie zdominowanym przez takie źródła całkowity prąd zwarciowy w sieci SN jest wypadkową ograniczonych wkładów poszczególnych inwerterów oraz niewielkiego udziału pozostałych źródeł synchronicznych. Zastosowanie przyjętego w punkcie 2 kryterium niezawodności zdefiniowanego prowadzi wprost do wniosku, że w systemie o wysokim udziale OZE klasyczne zabezpieczenia nadprądowe tracą zdolność jednoznacznego rozróżnienia pomiędzy stanem zwarciowym a stanem przeciążeniowym. Minimalny prąd zwarciowy w chronionym obszarze przyjmuje wartości porównywalne z prądami roboczymi, co prowadzi do naruszenia nierówności $I_{k,min} > I_{pickup}$. Obniżenie nastaw prądu rozruchowego w celu spełnienia tego warunku skutkowałoby licznymi niepożądanymi zadaniami przy stanach przeciążeniowych, co jest niedopuszczalne z punktu widzenia eksploatacji sieci.

W przeciwieństwie do zakresu 40–60% OZE, gdzie problemem była sprzeczność nastaw, w analizowanym zakresie problem ma charakter fundamentalny. Zabezpieczenie nadprądowe przestaje być adekwatnym narzędziem ochrony, ponieważ wielkość, na której opiera się jego działanie – prąd – nie jest już wiarygodnym wskaźnikiem wystąpienia zwarcia. Zjawisko to zostało jednoznacznie wskazane w raportach CIGRÉ [5, 6], w których podkreśla się, że w systemach zdominowanych przez źródła energoelektroniczne klasyczne kryteria ochrony wymagają zastąpienia lub uzupełnienia innymi wielkościami pomiarowymi, takimi jak napięcie, impedancja lub sygnały komunikacyjne. Normy IEC [15] oraz dokumenty ENTSO-E [2-4] jednoznacznie wskazują, że przy wysokim udziale źródeł inwerterowych konieczne jest stosowanie nowych filozofii ochrony, takich jak:

- zabezpieczenia adaptacyjne,
- zabezpieczenia komunikacyjne,
- zabezpieczenia oparte na pomiarze impedancji lub zmian napięcia.

W szczególności w [15] podkreśla się, że zabezpieczenia nadprądowe nie mogą być traktowane jako podstawowe środki ochrony w sieciach o bardzo niskiej mocy zwarciowej. Analiza wykazała, że przy udziale OZE przekraczającym 60% klasyczne zabezpieczenia nadprądowe w sieciach SN tracą fizyczną podstawę działania. Problem ochrony nie polega już na doborze nastaw, lecz na nieadekwatności samej zasady działania zabezpieczenia do charakteru systemu elektroenergetycznego.

8. Podsumowanie

Przeprowadzone w literaturze analizy oraz wstępne badania własne jednoznacznie wykazują, że zasadność stosowania klasycznych zabezpieczeń nadprądowych w sieciach średniego napięcia jest silnie uzależniona od struktury źródeł zasilających, a w szczególności od procentowego udziału odnawialnych źródeł energii przyłączonych poprzez przekształtniki energoelektroniczne. Zestawienie wyników analiz przeprowadzonych w punktach 3–7 (tabela 1) pokazuje jednoznaczny, „nieliniowy” charakter wpływu

udziału OZE na zasadność stosowania klasycznych zabezpieczeń nadprądowych. W zakresie niskiego udziału OZE zabezpieczenia te działają zgodnie z klasycznymi założeniami projektowymi. W zakresie umiarkowanym pojawiają się pierwsze naruszenia selektywności, natomiast w zakresie średnim występuje fundamentalna sprzeczność wymagań. Przy wysokim udziale OZE problem ochrony zmienia charakter z problemu nastaw na problem koncepcyjny.

Uzyskane wyniki mają istotne znaczenie praktyczne dla operatorów systemów dystrybucyjnych. Pokazują one, że:

- problemy ochrony nie pojawiają się nagle, lecz narastają wraz ze wzrostem udziału OZE,
- najtrudniejszy eksploatacyjnie jest zakres średnich udziałów OZE,
- dalsze zwiększanie udziału OZE wymaga zmiany filozofii ochrony, a nie jedynie korekty nastaw.

W systemach o niskim udziale OZE klasyczna filozofia ochrony, oparta na statycznych nastawach oraz założeniu wysokiej i względnie stałej mocy zwarciowej, pozostaje poprawna i zapewnia spełnienie kryteriów niezawodności oraz selektywności. Wraz ze wzrostem udziału OZE do poziomu umiarkowanego (20–40%) pojawiają się pierwsze odstępstwa od klasycznych założeń projektowych. Lokalne źródła rozproszone zaczynają uczestniczyć w zasilaniu zwarców, co prowadzi do zmiany rozptyłu prądów zwarciowych i stopniowego zmniejszania marginesów selektywności czasowej. Problemy te mają charakter systemowy i nie wynikają z błędnego doboru nastaw, lecz z naruszenia fundamentalnego założenia o jednokierunkowym przepływie prądu zwarciowego w sieci promieniowej.

Udział OZE w miksie	Charakter SEE	Co się zmienia fizycznie?	Skutki dla klasycznych nastaw	Praktyczna reakcja
0–20%	System „sztywny”	Wysoki, stabilny poziom zwarciowej	OCR/DOCR działa poprawnie	Jedna grupa nastaw
20–40%	System „zaburzony”	Zmienny rozkład I_k , „infeed”, „outfeed”	Margines selektywności maleje	Korekta nastaw / 2 grupy
40–60%	System „dynamiczny”	Duże wahania SCR (dzień/noc)	Nastawy sprzeczne logicznie	Grupy nastaw zależne od miksu
60–80%	Low-SCR system	Zwarcia „słabo widoczne”	OCR traci sens fizyczny	Adaptacja on-line / inne kryteria
80–100%	System inwerterowy	Brak klasycznego I_k	Brak „nastaw” w sensie OCR	Zabezpieczenia „systemowe”

Tabela 1. Wnioski i rekomendacje wynikające z przeprowadzonych badań

Zakres udziału OZE rzędu 40–60% został zidentyfikowany jako punkt krytyczny z punktu widzenia ochrony elektroenergetycznej. W tym przedziale nie istnieje jeden zestaw statycznych nastaw zabezpieczeń nadprądowych, który spełniałby jednocześnie kryteria niezawodności i selektywności we wszystkich stanach pracy systemu. Zmienność prądów zwarciowych w funkcji czasu, wynikająca z dobowej i sezonowej zmienności generacji OZE, prowadzi do sprzecznych wymagań wobec zabezpieczeń, co zostało potwierdzone zarówno analizą inżynierską, jak i aktualną literaturą techniczną. Dalszy wzrost udziału OZE (powyżej 60%) powoduje jakościową zmianę charakteru systemu elektroenergetycznego. Dominacja źródeł inwerterowych prowadzi do istotnego obniżenia efektywnej mocy zwarciowej oraz ograniczenia wartości i czasu trwania prądów zwarciowych. W takich warunkach klasyczne zabezpieczenia nadprądowe tracą fizyczną podstawę działania, a problem ochrony przestaje być problemem doboru nastaw, stając się problemem doboru właściwej filozofii zabezpieczeniowej.

Przedstawiona analiza oparta jest na modelu promieniowego pola odpływowego SN i koncentruje się na zabezpieczeniach nadprądowych. W praktyce stosowane są również inne funkcje ochronne, których skuteczność w systemach o wysokim udziale OZE wymaga odrębnych badań. Analiza wykazała również, że zastosowanie źródeł typu grid-forming może poprawić stabilność systemu oraz przewidywalność odpowiedzi zwarciowej, jednak nie prowadzi do przywrócenia warunków charakterystycznych dla systemu synchronicznego. Prądy zwarciowe generowane przez konwertery grid-forming pozostają ograniczone i nie zapewniają klasycznych marginesów selektywności wymaganych przez zabezpieczenia nadprądowe.

W świetle przedstawionych wyników należy stwierdzić, że dalszy rozwój sieci dystrybucyjnych o wysokim udziale OZE wymaga stopniowego odejścia od statycznej filozofii ochrony na rzecz rozwiązań adaptacyjnych, komunikacyjnych oraz zabezpieczeń opartych na innych wielkościach pomiarowych niż sam prąd. Szczególnie istotne staje się więc uwzględnianie zmienności warunków pracy systemu już na etapie projektowania układów zabezpieczeniowych, a nie jedynie ich późniejszej korekty eksploatacyjnej.

Literatura

- [1] S. H. Horowitz and A. G. Phadke, *Power System Relaying*, 3rd ed. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, 2008.
- [2] IEEE Power & Energy Society, *Protection Challenges and Practices for Interconnecting Inverter Based Resources to Utility Transmission Systems*, IEEE PES TR 81 / PSRC Report 109, 2020.
- [3] ENTSO-E, *High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters*, Technical Report, 2020.
- [4] ENTSO-E, *Short Circuit Contribution of Power Electronics Connecting Generators and Protection*, Pan European Sub Group on Protection Equipment, 2019.
- [5] B. Hussain, *Protection of Distribution Networks with Distributed Generation*, Ph.D. dissertation, Faculty of Engineering and the Environment, University of Southampton, Southampton, U.K., 2011.
- [6] CIGRÉ Working Group B4.62, *Connection of Wind Farms to Weak AC Networks*, Technical Brochure 671, CIGRÉ, 2016.
- [7] J. Kim, Y. Liu, B. A. Ross, Y. Chen, N. A. Samaan, E. Muljadi, and S. Seo, "Fault Contribution of Grid-Following and Grid-Forming Inverters Considering Generic Inverter Controls and Ride-through Requirements," conference paper, 2024, doi: 10.1109/IECON55916.2024.10905413.
- [8] X. Lyu *et al.*, *Impact of Inverter-Based Resources on Grid Protection: A Literature Review*, PNNL-36069, Pacific Northwest National Laboratory, Richland, WA, USA, 2024.
- [9] T. E. McDermott, N. Shepard, S. Meliopoulos, M. Ramesh, J. D. Doty, and J. T. Kolln, *Protection of Distribution Circuits with High Penetration of Solar PV: Distance, Learning, and Estimation-Based Methods*, Technical Report PNNL-32230, Pacific Northwest National Laboratory, Richland, WA, USA, Oct. 7, 2021, doi: 10.2172/1834373.
- [10] X. Li, J. Yao, W. Chen, W. Zhou, Z. Zhou, H. Wang, Z. Jiang, W. Dai, and Z. Wang, "Grid-Forming Converter Fault Control Strategy and Its Impact on Relay Protection: Challenges and Adaptability Analysis," *Energies*, vol. 18, no. 11, Art. no. 2933, Jun. 2025, doi: 10.3390/en18112933.
- [11] S. D'Arco and J. A. Suul, "Virtual Synchronous Machines—Classification of Implementations and Analysis of Equivalence to Droop Controllers for Microgrids," in *2013 IEEE Grenoble Conference*, Grenoble, France, 2013, pp. 1–7, doi: 10.1109/PTC.2013.6652456.
- [12] L. Gnärig, R. Herrmann, R. Weiß, C. Liebermann, S. Bernet, and P. Schegner, "Impact of Grid-Forming Converters on Power System Protection—Experimental Studies on a Physical Overhead Line Model," in *2025 Energy Conversion Congress & Expo Europe (ECCE Europe)*, Birmingham, United Kingdom, 2025, pp. 1–6, doi: 10.1109/ECCE-Europe62795.2025.11238953.
- [13] P. Mishra, A. K. Pradhan, and P. Bajpai, "Adaptive Relay Setting for Protection of Distribution System with Solar PV," in *2018 20th National Power Systems Conference (NPSC)*, Tiruchirappalli, India, 2018, pp. 1–5, doi: 10.1109/NPSC.2018.8771786.
- [14] U. U. Uma, D. Nmadu, N. Ugwuanyi, O. E. Ogah, N. Eli-Chukwu, M. Eheduru, and A. Ekwue, "Adaptive overcurrent protection scheme coordination in presence of distributed generation using radial basis neural network," *Protection and Control of Modern Power Systems*, vol. 8, no. 1, Art. no. 63, Dec. 2023, doi: 10.1186/s41601-023-00336-4.
- [15] IEC, *IEC 60909-0:2016—Short-Circuit Currents in Three-Phase a.c. Systems—Part 0: Calculation of Currents*, International Electrotechnical Commission, 2016.
- [16] IEEE, *IEEE Std 1547-2018—IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*, 2018.
- [17] M. H. J. Bollen and F. Hassan, *Integration of Distributed Generation in the Power System*. Wiley-IEEE Press, 2011.
- [18] N. Hatziargyriou, Ed., *Microgrids: Architectures and Control*. Wiley, 2014.
- [19] H. Hooshyar, M. E. Baran, and L. Vanfretti, "Coordination assessment of overcurrent relays in distribution feeders with high penetration of PV systems," in *2013 IEEE Grenoble Conference (PowerTech)*, Grenoble, France, 2013, pp. 1–6, doi: 10.1109/PTC.2013.6652117.