

FDIR 2.0

**Od automatyki lokalnej do w pełni
zintegrowanego zarządzania siecią**

FDIR 2.0 – Od automatyki lokalnej do w pełni zintegrowanego zarządzania siecią

Łukasz Goliński, Janusz Grala – Energa Operator

Streszczenie

Referat przedstawia ewolucję architektury systemów automatycznego wykrywania, izolacji i przywracania zasilania (FDIR) w sieciach dystrybucyjnych średniego napięcia — od rozproszonych automatów polowych i prostych scenariuszy realizowanych w SCADA (FDIR 1.0), po w pełni zintegrowane procesy decyzyjne wykonywane w systemach klasy ADMS na cyfrowym modelu sieci aktualizowanym w czasie rzeczywistym (FDIR 2.0). Omówione zostały kluczowe różnice pomiędzy oboma paradygmatami, integracja FDIR 2.0 z analizą rozpyłów mocy, systemem OMS oraz mechanizmami wsparcia dla źródeł odnawialnych. Szczególną uwagę zwrócono na perspektywę odbiorcy końcowego — skrócenie czasu przerwy w zasilaniu z kilkudziesięciu minut do pojedynczych sekund — oraz na mechanizm wykluczania sekcji sieci objętych pracą brygad z automatycznych sekwencji rekonfiguracji, oparty o operacje schematowe zakładane przez dyspozytora bezpośrednio w systemie SCADA. W artykule zawarto studium przypadku rzeczywistej awarii oraz omówiono główne wyzwania wdrożeniowe.

1. Wstęp

Automatyka sieci dystrybucyjnej przeszła w ostatnich dwóch dekadach drogę od prostych, reaktywnych zabezpieczeń zlokalizowanych na ciągu liniowym, do złożonych procesów decyzyjnych realizowanych w warstwie systemów centralnych. Skrót **FDIR** (ang. *Fault Detection, Isolation and Restoration*) opisuje trzy kluczowe funkcje: **wykrywanie uszkodzenia**, **izolację uszkodzonego odcinka** oraz **przywracanie zasilania** do odbiorców pozostających poza miejscem awarii.

Zmiana paradygmatu nastąpiła w momencie, gdy sieć SN przestała być strukturą pasywną. Rozproszona generacja fotowoltaiczna, magazyny energii, dwukierunkowe przepływy mocy i rosnące wymagania regulacyjne dotyczące wskaźników SAIDI/SAIFI sprawiły, że klasyczne, autonomiczne automatyki przestały wystarczać. Sieć wymaga dziś decyzji podejmowanych z uwzględnieniem aktualnego stanu całego systemu — obciążeń, rozpyłów, napięć i kierunków przepływu mocy w czasie rzeczywistym.

Niezależnie od tego, jak bardzo rozbudowana jest architektura systemu, miarą jego skuteczności pozostaje jedno: **czas, przez jaki odbiorca końcowy pozostaje bez zasilania**. Z perspektywy klienta przyłączonego do sieci SN czy nN nie ma znaczenia, czy awaria jest lokalizowana przez dyspozytora ręcznie, czy przez algorytm w ADMS — liczy się liczba minut przerwy w dostawie energii. To właśnie ten parametr przekłada się na jakość usługi dystrybucyjnej, straty po stronie odbiorców przemysłowych i zaufanie do operatora. Cała architektura FDIR 2.0, cała jej złożoność technologiczna i integracyjna, podporządkowana jest jednemu celowi: skróceniu czasu przerwy dla jak największej liczby odbiorców, przy jednoczesnym zachowaniu pełnego bezpieczeństwa brygad pracujących w sieci.

Teza niniejszego artykułu: FDIR 2.0 nie jest już tylko zestawem algorytmów zapisanych w sterowniku polowym. Jest dynamicznym procesem decyzyjnym, realizowanym przez system klasy ADMS na cyfrowym modelu sieci aktualizowanym w czasie rzeczywistym, współpracującym z szybką logiką lokalną i z warstwą zarządzania ruchem sieci. Przejście z FDIR 1.0 do 2.0 to nie modernizacja — to zmiana architektury sterowania siecią dystrybucyjną.

2. Architektura FDIR 1.0 – Fundamenty i ograniczenia

Tradycyjne podejście do automatyzacji sieci dystrybucyjnej, określane mianem **FDIR 1.0**, opiera się na reaktywnym działaniu urządzeń polowych. W tej architekturze inteligencja systemu kończy się na poziomie pojedynczego ciągu liniowego lub konkretnego urządzenia. Należy tutaj wyraźnie rozróżnić dwa dominujące modele pracy:

2.1. Automatyka lokalna (autonomiczna)

Jest to najbardziej podstawowa forma zabezpieczeń, działająca w oparciu o sztywne nastawy czasowo-prądowe, bez wymiany danych między urządzeniami.

- **Zasada działania:** opiera się głównie na pracy recloserów (reklozerów) oraz zabezpieczeń w stacjach GPZ (Głównych Punktach Zasilania). Urządzenia te reagują na przekroczenie zadanych parametrów (np. prądu zwarciovego).

- **Logika sekwencyjna (Reclosing):** po wykryciu zakłócenia urządzenie otwiera obwód, a następnie po krótkiej przerwie (czas beznapięciowy) wykonuje próbę ponownego załączenia (SPZ – Samoczynne Ponowne Załączanie). Jeśli zakłócenie było przemijające (np. uderzenie gałęzi o przewody), zasilanie zostaje przywrócone.
- **Ograniczenia:** automatyka ta „nie rozumie” topologii sieci. W przypadku trwałego uszkodzenia, recloser po prostu blokuje się w stanie otwartym, pozostawiając wszystkich odbiorców za miejscem awarii bez prądu, aż do przyjazdu ekipy technicznej.

2.2. Automatyka oparta na scenariuszach (FDIR liniowy)

To rozwiązanie o stopień wyższe, w którym automatyzacja obejmuje całą linię (ciąg liniowy) i wykorzystuje komunikację między kilkoma łącznikami sterowanymi radiowo.

W praktyce automatyka scenariuszowa jest realizowana **przez system SCADA** — stany wskaźników zwarciovych i łączników są transmitowane do systemu, co skutkuje uruchomieniem wcześniej na sztywno ustalonych scenariuszy: „jeżeli aktywny jest wskaźnik A — wykonaj scenariusz A, jeżeli aktywny jest wskaźnik B — wykonaj scenariusz B”. Zatem zbiór możliwych reakcji jest zamknięty, zdefiniowany na etapie parametryzacji i niezależny od aktualnych rozpliwów mocy w sieci.

- **Logika scenariuszowa:** system monitoruje obecność napięcia i przepływ prądów zwarciovych w kilku punktach linii jednocześnie i na tej podstawie wybiera ze zbioru predefiniowanych sekwencji tę, która odpowiada zarejestrowanemu wzorcowi pobudzeń.
- **Proces izolacji i rekonfiguracji:** wykrycie zwarcia przez czujniki (wskaźniki przepływu prądu zwarciovego), otwarcie odpowiednich łączników wewnątrz linii w celu odizolowania wyłącznie uszkodzonego odcinka oraz automatyczne zamknięcie łącznika rezerwowego (tzw. punktu podziału sieci), aby zasilic „zdrową” część linii z innego kierunku.
- **Charakterystyka:** automatyka ta jest szybsza niż interwencja dyspozytora, ale działa „na ślepo” względem reszty systemu elektroenergetycznego. Wybrany scenariusz wykona się zawsze tak samo, niezależnie od tego, czy linia rezerwowa jest w danej chwili przeciążona, czy nie.

2.3. Krytyczne ograniczenia ery 1.0

Zarówno automatyka lokalna, jak i scenariuszowa, napotykają bariery, których nie da się pokonać bez przejścia na poziom 2.0:

- **Brak analizy wydolności:** FDIR 1.0 może przywrócić zasilanie do sprawnej części linii, powodując jednocześnie przeciążenie i awarię kaskadową na linii rezerwowej, ponieważ nie analizuje aktualnych rozpliwów mocy.
- **Utrudniona koordynacja:** każda zmiana w topologii sieci (np. remonty, nowe przyłącza) wymaga ręcznej aktualizacji scenariuszy w każdym sterowniku lub systemie z osobna, co przy dużej skali sieci jest procesem kosztownym i podatnym na błędy.

3. Paradygmat FDIR 2.0 – Kluczowe różnice

Przejście do FDIR 2.0 nie polega na dodaniu kolejnej warstwy algorytmicznej w sterowniku polowym, lecz na **przeniesieniu centrum decyzyjnego** z poziomu linii na poziom systemu nadrzędnego. Decyzja o rekonfiguracji jest podejmowana w warstwie SCADA/ADMS na podstawie pełnego, aktualnego obrazu stanu sieci, a następnie wykonywana przez urządzenia polowe.

3.1. Model sieci w czasie rzeczywistym (GIS/CIM)

Fundamentem FDIR 2.0 jest **cyfrowy model sieci** — spójny model topologiczno-elektryczny zbudowany w oparciu o standard **CIM (IEC 61968/61970)** i zsynchronizowany z systemem GIS. Model ten jest zasilany danymi w czasie rzeczywistym ze SCADA. Dzięki temu, algorytm FDIR „wie”, jakie jest aktualne obciążenie każdej sekcji, jaka jest bieżąca generacja z farm PV i jaka jest dostępna rezerwa przepustowości na liniach sąsiednich.

3.2. Warunki brzegowe modelu — praca brygad i obiekty wrażliwe

Analiza topologiczna i power flow to warunek konieczny, ale niewystarczający do podjęcia bezpiecznej decyzji o rekonfiguracji. Model sieci, na którym pracuje FDIR 2.0, musi uwzględniać również **warunki brzegowe wynikające z ruchu sieci** — informacje, które z punktu widzenia algorytmu są „twardymi” blokadami i wykluczają określone warianty rekonfiguracji, niezależnie od wyniku analizy elektrycznej.

Źródłem tej wiedzy dla FDIR są **operacje schematowe wprowadzone przez dyspozytora w systemie SCADA** — oznaczenia zakładane na schemacie odwzorowującym stan sieci: uziemienia robocze, informacje o brygadach pracujących na konkretnym odcinku, zgłoszenia o obiektach wrażliwych (szpitale, zakłady ciągłego procesu, obiekty o szczególnym znaczeniu), a także stałe lub czasowe ograniczenia topologiczne wynikające z bieżącej pracy ruchowej. FDIR 2.0 odczytuje te oznaczenia bezpośrednio z modelu SCADA i traktuje je jako warunki nadrzędne względem własnej logiki decyzyjnej.

W praktyce oznacza to, że sekcja sieci oznaczona jako objęta pracami brygady zostaje **automatycznie wyłączona ze zbioru dopuszczalnych wariantów rekonfiguracji** — algorytm nie rozważy żadnej sekwencji, która wymagałaby załączenia napięcia na ten odcinek, nawet jeżeli byłoby to najszybsze rozwiązanie z punktu widzenia odbiorców. Analogicznie traktowane są obiekty wrażliwe: FDIR może preferować warianty, które minimalizują czas przerwy dla takich odbiorców lub wykluczać scenariusze, które narażałyby je na dodatkowe operacje łączeniowe. Bezpieczeństwo ludzi pracujących w sieci jest warunkiem absolutnym — algorytm FDIR 2.0 nigdy „nie nadpisuje” operacji schematowych założonych przez dyspozytora.

4. Integracja z systemem zarządzania siecią (ADMS)

Najważniejszą konsekwencją centralizacji FDIR jest możliwość połączenia procesu rekonfiguracji z pozostałymi aplikacjami sieciowymi ADMS. FDIR 2.0 nie działa w izolacji — jest jedną z aplikacji korzystających z tego samego modelu i tej samej telemetrii.

4.1. Analiza rozpiływów mocy (Power Flow) przed rekonfiguracją

Zanim algorytm wyda polecenie zamknięcia łącznika rezerwowego, wykonywana jest analiza rozpiływów mocy dla proponowanego stanu docelowego. Sprawdzane są co najmniej: obciążenia linii i transformatorów, poziomy napięcie w węzłach SN. Jeżeli proponowany wariant rekonfiguracji powodowałby przeciążenie lub niedopuszczalny spadek napięcia, algorytm odrzuca go i szuka alternatywnego. W praktyce oznacza to, że dla jednego uszkodzenia FDIR 2.0 może rozważyć kilka lub kilkanaście wariantów rekonfiguracji i wybrać najlepszy — co w świecie FDIR 1.0 było niemożliwe z definicji.

4.2. Sprzężenie z OMS i zarządzaniem ekipami

Po izolacji uszkodzenia, system ADMS automatycznie generuje w module OMS (Outage Management System) zlecenie serwisowe z **precyzyjnie wskazanym odcinkiem sieci** wymagającym oględzin. Brygada pogotowia energetycznego nie jedzie już „w kierunku awarii” i nie szuka jej metodą prób i błędów — otrzymuje wskazanie konkretnej sekcji między dwoma znanymi łącznikami. Dodatkowo przy połączeniu OMS z WFM system może podpowiedzieć punkt dojazdu na podstawie modelu GIS i informacji o dostępnych drogach dojazdowych. Wskaźniki jakości obsługi zgłoszeń (w tym SAIDI) ulegają skróceniu nie tylko dzięki automatycznej rekonfiguracji, ale również dzięki skróceniu fazy lokalizacji uszkodzenia.

Kluczowym elementem integracji FDIR z obsługą brygad jest **wykluczanie miejsc pracy ekip terenowych z automatycznych sekwencji rekonfiguracji**. Źródłem informacji o takich miejscach nie jest system WFM (planowanie zleceń), lecz **operacje schematowe założone przez dyspozytora bezpośrednio w systemie SCADA**: oznaczenia typu „praca brygady”, zakaz łączeń, założone uziemienie robocze, blokada operacyjna na konkretnym polu lub odcinku. To właśnie te oznaczenia — a nie zlecenia z systemu WFM — stanowią dla FDIR 2.0 wiążące ograniczenie. Model sieci ADMS odczytuje je w czasie rzeczywistym i automatycznie eliminuje z przestrzeni rozwiązań wszystkie warianty rekonfiguracji, które wymagałyby operacji łączeniowych w obszarze objętym pracą brygady lub podania napięcia na odcinek z założoną blokadą. Mechanizm ten stanowi fundament bezpieczeństwa pracy w sieci w środowisku z automatyką systemową — dyspozytor, zakładając w SCADA odpowiednią operację schematową, ma absolutną gwarancję, że żadna automatyczna sekwencja nie naruszy warunków bezpieczeństwa ekipy.

5. Korzyści wdrożeniowe

5.1. Skrócenie czasu przerwy dla odbiorcy (SAIDI/SAIFI)

Najczęściej cytowanym efektem wdrożeń FDIR 2.0 jest redukcja wskaźnika SAIDI (średni czas trwania przerwy w zasilaniu na odbiorcę) oraz SAIFI (średnia liczba przerw na odbiorcę). W projektach referencyjnych realizowanych przez OSD w Europie i Ameryce Północnej obserwuje się redukcję tych wskaźników w zakresie **30–50%** w stosunku do stanu wyjściowego z FDIR 1.0 lub obsługi manualnej. Wielkość efektu zależy przede wszystkim od wyjściowego stopnia automatyzacji sieci, gęstości łączników sterowalnych i dostępności połączeń rezerwowych — w sieciach wielokrotnie zamkniętych efekt jest większy niż w typowych układach promieniowych.

W praktyce — z perspektywy odbiorcy końcowego — oznacza to przeskok jakościowy. Przy tradycyjnej metodzie lokalizacji awarii przez dyspozytora i brygadę terenową, zwarcie trwałe na ciągu SN wiązało się z przerwą w zasilaniu wszystkich odbiorców na danej linii, trwającą od kilkudziesięciu minut do kilku godzin. W systemie FDIR 2.0 większość tych odbiorców nie doświadcza przerwy w ogóle lub doświadcza jej w skali **pojedynczych sekund** — krótkiej, często niezauważalnej w domowych instalacjach, a dla odbiorców przemysłowych wpisującej się w typowe normy jakości zasilania. Przerwa trwała dotyczy wyłącznie odbiorców zlokalizowanych bezpośrednio na uszkodzonej sekcji — tych, których i tak nie da się zasilć bez fizycznej naprawy sieci. **To właśnie ta zmiana — z dziesiątek minut bez zasilania dla setek odbiorców do kilku sekund dla wszystkich poza strefą awarii — stanowi najważniejszą korzyść wdrożenia FDIR 2.0.**

5.2. Optymalizacja kosztów operacyjnych

Głównym motorem ekonomicznym wdrożenia FDIR 2.0 jest radykalna poprawa efektywności służb terenowych oraz redukcja bezpośrednich kosztów usuwania awarii.

- Eliminacja „jazd rozpoznawczych”: tradycyjna metoda lokalizacji uszkodzenia wymuszała na brygadach wielokrotne przejazdy wzdłuż linii i ręczne sekcjonowanie sieci pod napięciem. FDIR 2.0 wskazuje precyzyjny odcinek między dwoma łącznikami, co skraca czas pracy ekip terenowych.
- Logistyka i zasoby: dzięki precyzyjnej informacji o miejscu awarii, Pogotowie Energetyczne może zostać skierowane bezpośrednio do punktu wymagającego naprawy, co przekłada się na niższe zużycie floty i lepsze zarządzanie czasem pracy personelu w systemie zmianowym.
- Ograniczenie strat u odbiorców: szybkie przywrócenie zasilania w obszarach nieobjętych awarią minimalizuje straty w procesach przemysłowych, co pośrednio wpływa na relacje operatora z kluczowymi klientami biznesowymi.

5.3. Bezpieczeństwo

W tej warstwie kluczowe jest rozróżnienie ról: FDIR 2.0 nie jest systemem wyłączającym zwarcie — tę funkcję zawsze pełnią autonomiczne zabezpieczenia polowe (zabezpieczenia nadprądowe i ziemnozwarciowe). Rola FDIR zaczyna się po skutecznym wyłączeniu uszkodzonego odcinka i polega na inteligentnym zarządzaniu stanem beznapięciowym.

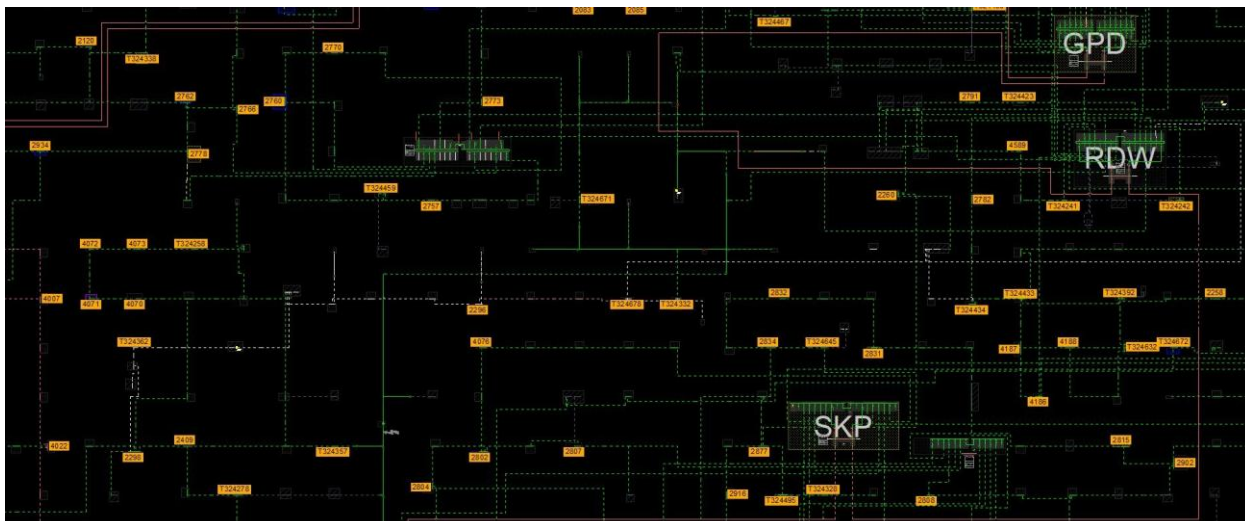
- Ochrona osób postronnych: dzięki błyskawicznej identyfikacji i trwałej izolacji miejsca awarii, system minimalizuje ryzyko przypadkowego podania napięcia na odcinek z uszkodzonym, np. leżącym na ziemi przewodem. Przyspieszenie tego procesu to krótszy czas ekspozycji otoczenia na skutki awarii.
- Gwarancja bezpieczeństwa brygad: pomimo, iż system dąży do zasilenia jak największej liczby odbiorców, bezpieczeństwo ludzi pracujących w terenie jest warunkiem nadrzędnym. Każda operacja schematowa założona przez dyspozytora w SCADA (np. blokada „praca brygady”) staje się dla algorytmu barierą nie do przejścia — automat nigdy nie poda napięcia tam, gdzie pracują ludzie, niezależnie od presji na poprawę wskaźników czasu przerw.

6. Studium przypadku: rzeczywisty przebieg awarii w systemie FDIR 2.0

6.1. Charakterystyka sieci i stan przed awarią

W nowoczesnych sieciach typu **Smart Grid** proces FDIR nie jest jedynie prostym przełączeniem, lecz sekwencją logiczną opartą na wymianie danych w standardach takich jak **IEC 61850**. Poniżej przedstawiono pogłębioną analizę etapów usuwania awarii dla zwarcia między Stacją T-KOWIEN1 a Stacją T-DRUSKIEN zasiloną z GPZ RDW, przy punkcie podziału w Stacji 13 zasilanej z GPZ WKA.

W opisywanym przypadku system FDIR nie działa jedynie według sztywnego schematu, ale dokonuje **dynamicznej optymalizacji**, kierując się kryterium zasilenia największej liczby odbiorców w najkrótszym czasie.



Rys. 1. Fragment schematu sieci SN z widocznymi stacjami GPD, RDW, SKP oraz odcinkami liniowymi objętymi analizą

6.2. Stan poawaryjny i analiza kryteriów technicznych

Po wystąpieniu zwarcia i wyłączeniu wyłącznika w **GPZ RDW**, 13 stacji oraz **1580 odbiorców** traci zasilanie. Przed podjęciem działań, algorytm FDIR przeprowadza krytyczną weryfikację parametrów:

- **Zgodność układów sieci:** system sprawdza, czy GPZ RDM i GPZ WKA mają identyczny sposób **uziemiaenia punktów gwiazdowych** (np. przez rezystor lub dławik) oraz czy transformatory uziemiające pracują w tym samym reżimie. Jest to niezbędne dla poprawnego działania ochrony przeciwporażeniowej po zmianie kierunku zasilania.
- **Analiza rozpiłykowa:** weryfikacja rezerwy mocy w GPZ WKA, aby uniknąć przeciążenia, oraz sprawdzenie, czy na końcu nowo utworzonej nitki (Stacja T-DRUSKIEN) **spadki napięcia** nie przekroczą dopuszczalnych norm (zgodnie z normą PN-EN 50160).

6.3. Priorytetowe przywrócenie zasilania (kierunek: GPZ WKA)

Zamiast czekać na pełną izolację, system realizuje strategię „maksymalizacji zasilenia”:

- **Operacja 1:** otwarcie łącznika wyjściowego w **T-DRUSKIEN**.
- **Operacja 2:** zamknięcie punktu podziału w **T-ORŁOWSKA**.
- **Efekt:** dzięki temu zabiegowi w pierwszej kolejności zasilanie od strony GPZ WKA odzyskuje aż **1284 odbiorców** (stacje od 5 do 13). Jest to ruch priorytetowy, przywracający energię do ok. 81% dotkniętych awarią klientów.

Lista operacji

Ster. na	Operacja	Odbiorcy	Nr ruch.	Nazwa elementu
	Wyłącz		KIEJSTUT	Oddział Gdańsk-Gdynia T-DRUSKIEN 15 KIEJSTUT (2) Rozłącznik ster.rad.
	Załącz	1284	WLKP298	Oddział Gdańsk-Gdynia T-ORŁOWSKA 15 WLKP298 (2) Rozłącznik ster.rad.
	Wyłącz		KOWIEŃSK	Oddział Gdańsk-Gdynia T-KOWIEŃ1 15 KOWIEŃSK (4) Rozłącznik
	Załącz	230	AKPRZE_C	Oddział Gdańsk-Gdynia RDW 15 AKPRZE_C (4) Wyłącznik

Wykonanie

Status

Doziemienie

Sekwencja w trakcie wykonania
Szczegóły:
- Sekwencja rekonfiguracji sieci

Czas od początku awarii: 1m 1s

Podgląd

Element

Obszar zwarcia

Obszar wyłączenia

Obszar operacji

Operacje schematowe

Elementy wpływające na sekwencję

Notatnik zwarcia

☐ Śledzenie na mapie

☒ Kadrowanie mapy

Zmień mapę

Rys. 2. Widok panelu operacji w trakcie wykonywania sekwencji rekonfiguracji (1 min 1 s od początku awarii)

6.4. Przywrócenie zasilania sekcji początkowej (kierunek: GPZ RDW)

Po zabezpieczeniu większej części sieci system kończy izolację uszkodzonego odcinka (T- OWIEN1 – T- RUSKIEN) od strony źródła:

- **Operacja 3:** otwarcie łącznika wyjściowego w **Stacji T_KOWIEN1**.
- **Operacja 4:** zamknięcie wyłącznika w **GPZ RDW**.
- **Efekt:** zasilanie odzyskuje pozostałych **230 odbiorców** (stacje T_KASZTAN i T-KOWIEN1).

The screenshot displays a control panel with several sections:

- Lista operacji (List of operations):** A table with columns: Ster. na (Control on), Operacja (Operation), Odbiorcy (Receivers), Nr ruch. (Movement No.), and Nazwa elementu (Element Name). It lists four operations: two disconnections (Włącz) and two connections (Załącz) for different substations and breakers.
- Wykonanie (Execution):** Contains two buttons with left and right arrows.
- Status:** Shows a lightning bolt icon and the text "Doziemienie" (Earthing). Below it, it states "Sekwencja wykonana pomyślnie" (Sequence executed successfully) and "Szczegóły: - Sekwencja rekonfiguracji sieci" (Details: - Network reconfiguration sequence). A timer at the bottom indicates "Czas od początku awarii: 2m 22s" (Time from start of fault: 2m 22s).
- Podgląd (Overview):** A sidebar with buttons for "Element", "Obszar zwarcia" (Fault area), "Obszar wyłączenia" (Disconnection area), "Obszar operacji" (Operation area), "Operacje schematowe" (Schematic operations), "Elementy wpływające na sekwencję" (Elements affecting the sequence), "Notatnik zwarcia" (Fault notebook), and checkboxes for "Śledzenie na mapie" (Map tracking) and "Kadrowanie mapy" (Map zooming). A "Zmień mapę" (Change map) button is at the bottom.

Rys. 3. Widok panelu po pomyślnym zakończeniu sekwencji rekonfiguracji (2 min 22 s od początku awarii)

6.5. Wynik końcowy operacji

- **Liczba odbiorców z przywróconym zasilaniem:** 1514 (96%).
- **Liczba odbiorców bez zasilania:** 66 (odbiorcy wpięci bezpośrednio w uszkodzony odcinek między stacjami T-KOWIEN1 a T-DRUSKIEN).
- **Czas trwania:** całość operacji, od momentu wyłączenia w GPZ RDW do zamknięcia łącznika w GPZ RDW, zamyka się w czasie automatyki systemowej i trwa 2 minuty 22 sekundy.

Takie ujęcie pokazuje, że system „myśli” ekonomicznie i technicznie:

- **Skuteczność:** automatyczne przywrócenie zasilania dla **96% odbiorców** (1514 z 1580) w czasie poniżej 150 sekund.
- **Optymalizacja techniczna:** inteligentna weryfikacja obciążeń i stanu punktów gwiazdowych zapobiega rozszerzeniu awarii na sąsiednie stacje (GPZ WKA).
- **Precyzja:** izolacja ogranicza strefę bezprądową wyłącznie do uszkodzonego odcinka (między stacjami T-KOWIEN1 a T-DRUSKIEN).
- **Zysk ekonomiczny:** radykalne obniżenie wskaźnika **SAIDI** oraz uniknięcie wypłat bonifikat dla odbiorców, dzięki skróceniu przerwy do poziomu „mikro-przerwy”.
- **Efektywność służb:** skrócenie czasu lokalizacji usterki — ekipa techniczna kierowana jest bezpośrednio w punkt awarii.

7. Wyzwania i bariery rozwoju

7.1. Cyberbezpieczeństwo

Centralizacja procesu decyzyjnego i otwarcie kanałów komunikacyjnych w kierunku urządzeń polowych to jednocześnie największa zaleta FDIR 2.0 i jego największe ryzyko. System, który potrafi automatycznie wykonywać operacje łączeniowe w setkach punktów sieci, musi być chroniony zgodnie ze standardami **IEC 62351** oraz — dla operatorów podlegających dyrektywie NIS2 — dodatkowymi wymaganiami krajowymi.

7.2. Modernizacja infrastruktury polowej

FDIR 2.0 zakłada istnienie dużej liczby punktów sterowalnych w sieci SN. Oznacza to konieczność wymiany klasycznych odłączników ręcznych na łączniki z napędami elektrycznymi i komunikacją, doposażenia stacji łącznikowych w IED oraz zapewnienia zasilania gwarantowanego i torów komunikacyjnych. Koszt CAPEX takiej modernizacji jest znaczący i w praktyce realizowany

etapami — w pierwszej kolejności na ciągach krytycznych (zasilających obiekty kluczowe, o wysokich wskaźnikach awaryjności lub dużej penetracji OZE).

8. Podsumowanie i wnioski

Miarą sukcesu wdrożenia FDIR 2.0 nie są wskaźniki techniczne po stronie operatora, lecz **liczba minut przerwy, których uniknął odbiorca końcowy**. Cała złożoność architektoniczna opisana w poprzednich rozdziałach — model CIM, analiza power flow, komunikacja IEC 61850, sprzężenie z OMS — ma sens wyłącznie wtedy, gdy przekłada się na jedno: krótszą przerwę w zasilaniu dla domu, szkoły, szpitala, zakładu produkcyjnego. W systemie FDIR 2.0 dla większości odbiorców przyłączonych do uszkodzonego ciągu liniowego przerwa zostaje skrócona z kilkudziesięciu minut do kilku sekund, a dla wielu z nich staje się praktycznie niezauważalna. Ta jedna zmiana — z perspektywy klienta — uzasadnia cały nakład inwestycyjny po stronie OSD.

Drugim równorzędnym celem — niepodlegającym żadnym kompromisom — jest **bezpieczeństwo brygad pracujących w sieci**. Automatyka systemowa, która skraca czas przerwy odbiorcom, musi jednocześnie z absolutną pewnością wykluczać operacje łączeniowe w obszarach objętych pracą ekip terenowych. Mechanizm ten — oparty o operacje schematowe zakładane przez dyspozytora w SCADA — stanowi warunek zaufania do całego systemu. Dyspozytor, zakładając blokadę, musi mieć pewność, że żaden automat jej nie ominie. FDIR 2.0 spełnia ten warunek z definicji: miejsca pracy brygad są traktowane jako warunki nadrzędne, wyłączające dane warianty rekonfiguracji z przestrzeni dopuszczalnych rozwiązań, niezależnie od tego, jak bardzo korzystne byłyby one dla wskaźników SAIDI.

Transformacja w kierunku FDIR 2.0 przestała być projektem innowacyjnym i stała się koniecznością operacyjną. Rosnąca penetracja OZE, oczekiwania regulatora w zakresie SAIDI/SAIFI oraz wymagania cyberbezpieczeństwa tworzą techniczne ramy tego przejścia. Jednak ostatecznym uzasadnieniem pozostaje **odbiorca** — to dla niego skraca się czas przerwy z godzin do sekund i to jego zaufanie do operatora jest tym, co stoi na szali przy każdej awarii. Pytanie dla OSD nie brzmi już „czy wdrażać FDIR 2.0?”, ale „jak szybko dostarczymy odbiorcom energię o jakości, której oczekują?”.

Literatura

- [1] IEC 61968/61970: Common Information Model (CIM) for Power Systems, International Electrotechnical Commission, 2023
- [2] IEC 61850: Communication networks and systems for power utility automation, International Electrotechnical Commission, 2024
- [3] IEC 62351: Power systems management and associated information exchange – Data and communications security, International Electrotechnical Commission, 2024
- [4] PN-EN 50160: Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach elektroenergetycznych, Polski Komitet Normalizacyjny, 2023
- [5] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Dz.U. 2023
- [6] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/2555 (NIS2) w sprawie środków na rzecz wysokiego wspólnego poziomu cyberbezpieczeństwa na terytorium Unii, 2022