

**POLITECHNIKA POZNAŃSKA  
WYDZIAŁ INŻYNIERII ŚRODOWISKA I ENERGETYKI  
INSTYTUT ELEKTROENERGETYKI**



**ROZPRAWA DOKTORSKA**

**mgr inż. Daria Złotecka**

**ODBUDOWA ZDOLNOŚCI  
WYTWÓRCZYCH ELEKTROWNI  
PO AWARII KATASTROFALNEJ SYSTEMU  
ELEKTROENERGETYCZNEGO**

**Promotor:**

**prof. dr hab. inż. Aleksandra Rakowska**

Poznań, 2023



## **Podziękowania**

*Składam serdeczne podziękowania Pani Promotor, prof. dr hab. inż. Aleksandrze Rakowskiej  
za okazaną pomoc, wsparcie i wszelkie cenne rady podczas pisania pracy.*

*Wyrażam serdeczne słowa wdzięczności za nieocenione wsparcie merytoryczne, zaangażowanie  
i poświęcony czas dla dr inż. Krzysztofa Sroki.*

*Dziękuję za okazane wsparcie Rodzinie i Przyjaciółom, w szczególności mojemu mężowi Grzegorzowi,  
za motywowanie, wyrozumiałość i całe okazane serce.*



# SPIS TREŚCI

<b>1. WSTĘP .....</b>	<b>11</b>
1.1. Motywacja rozprawy .....	11
1.2. Cel, teza i zakres rozprawy .....	15
<b>2. PRZEWIDYWANE ZMIANY W STRUKTURZE WYTWÓRCZEJ W KRAJOWYM SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM.....</b>	<b>18</b>
<b>3. ROZLEGŁE AWARIE W SYSTEMACH ELEKTROENERGETYCZNYCH.....</b>	<b>35</b>
3.1. Charakterystyka awarii w systemach elektroenergetycznych.....	35
3.2. Analiza statystyczna awarii katastrofalnych w systemach elektroenergetycznych .....	39
<b>4. STRATEGIE DZIAŁAŃ NA WYPADEK AWARII KATASTROFALNEJ SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO.....</b>	<b>49</b>
4.1. Aktualne strategie odbudowy zdolności wytwórczych .....	49
4.2. Rola źródeł wytwórczych w procesie odbudowy zdolności wytwórczych .....	55
4.2.1. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych uczestniczących w procesie odbudowy zdolności wytwórczych.....	55
4.2.2. Źródła wytwórcze uczestniczące w procesie odbudowy zdolności wytwórczych po awarii katastrofalnej.....	58
4.2.3. Źródła wytwórcze nieuczestniczące w procesie odbudowy zdolności wytwórczych po awarii katastrofalnej .....	65
4.3. Konsekwencje transformacji systemu elektroenergetycznego dla planów odbudowy KSE.....	69
<b>5. BADANIA LITERATUROWE .....</b>	<b>72</b>
5.1. Obrona systemu elektroenergetycznego na wypadek awarii katastrofalnej .....	72
5.2. Zagadnienia badawcze dotyczące aktualnych strategii odbudowy zdolności wytwórczych.....	76
5.3. Nowe propozycje strategii odbudowy zdolności wytwórczych z wykorzystaniem źródeł OZE .....	83
5.4. Zarządzanie ryzykiem.....	90

<b>6. BADANIA SYMULACYJNE PROCESÓW ODBUDOWY ZDOLNOŚCI WYTWÓRCZYCH.....</b>	<b>96</b>
6.1. Wprowadzenie .....	96
6.2. Odbudowa zdolności wytwórczych z wykorzystaniem elektrowni wodnej – model weryfikacyjny .....	102
6.3. Odbudowa zdolności wytwórczych z wykorzystaniem elektrowni wodnej – scenariusz S1.....	113
6.4. Odbudowa zdolności wytwórczych z wykorzystaniem elektrowni gazowej – scenariusz S2.....	118
6.5. Odbudowa zdolności wytwórczych z wykorzystaniem baterijnego magazynu energii – scenariusz S3.....	122
6.6. Odbudowa zdolności wytwórczych z wykorzystaniem połączenia HVDC – scenariusz S4.....	131
6.7. Odbudowa zdolności wytwórczych z wykorzystaniem strategii odgórnej – scenariusz S5.....	137
6.8. Analiza porównawcza wyników symulacji.....	141
<b>7. ODBUDOWA ZDOLNOŚCI WYTWÓRCZYCH ELEKTROWNI W KONTEKŚCIE OCENY RYZYKA .....</b>	<b>149</b>
7.1. Jakościowa ocena ryzyka dla procesu odbudowy zdolności wytwórczych .....	149
7.2. Ilościowa ocena ryzyka dla procesu odbudowy zdolności wytwórczych .....	155
<b>8. PODSUMOWANIE I WNIOSKI .....</b>	<b>175</b>
<b>LITERATURA .....</b>	<b>180</b>
<b>ZAŁĄCZNIK.....</b>	<b>191</b>

## STRESZCZENIE

Awarie katastrofalne stanowią zagrożenie dla systemów elektroenergetycznych na całym świecie, dlatego strategie obrony i odbudowy zdolności wytwórczych na wypadek wystąpienia rozległej awarii systemu elektroenergetycznego stanowią istotny element bezpieczeństwa energetycznego. Przedstawione w pierwszej części rozprawy postępujące zmiany w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym determinują konieczność weryfikacji i aktualizacji planów odbudowy, z uwzględnieniem nowej struktury wytwarzania energii elektrycznej. Jak wskazują badania literaturowe, dynamiczny rozwój odnawialnych źródeł energii wymusza podejmowanie kroków w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, nie tylko w normalnym stanie pracy systemu elektroenergetycznego, ale również na wypadek poważnego zakłócenia jego pracy. Problematyka awarii katastrofalnych w systemach elektroenergetycznych została przedstawiona w ramach autorskiej analizy statystycznej 180 największych historycznych awarii, które dotknęły systemy elektroenergetyczne na całym świecie. W odpowiedzi na zagrożenie awariami systemowymi, w rozprawie omówiono dotychczasowe strategie i warunki procesu odbudowy ze wskazaniem nowych kierunków rozwoju planów odbudowy zdolności wytwórczych. W zasadniczej części rozprawy przedstawiono wyniki badań symulacyjnych dla pięciu scenariuszy odbudowy zdolności wytwórczych, zróżnicowanych ze względu na typ źródła rozruchowego. Badania obejmowały dotychczasowe strategie odbudowy, w których źródło rozruchowe stanowią hydrozespoły elektrowni wodnej, turbozespoły gazowe oraz połączenia transgraniczne, a także nowe strategie odbudowy, wykorzystujące hybrydowe systemy wytwórcze, złożone z bateryjnych magazynów energii i elektrowni wiatrowych morskich oraz lądowych. W pracy przeprowadzono analizę porównawczą scenariuszy odbudowy w zakresie zdolności do regulacji napięcia i częstotliwości w torze wydzielonym podczas uruchamiania odbiorów statycznych oraz dynamicznych. Wyniki modelowanych torów rozruchowych poparte zostały wynikami z rzeczywistej próby systemowej, dotyczącej odbudowy zdolności wytwórczych elektrowni poprzez podanie napięcia i mocy rozruchowej z elektrowni wodnej. Ostatecznie, w rozprawie zaproponowano model oceny ryzyka dla rozważanych scenariuszy odbudowy, obejmujący analizę jakościową oraz ilościową. W ramach ilościowej analizy ryzyka przedstawiono wyniki wielokryterialnej metody hierarchicznej analizy procesu, w porównaniu z analogiczną metodą w ujęciu teorii zbiorów rozmytych.

## *ABSTRACT*

Power system blackouts constitute a real threat all over the world, thus, in the case of widespread failure, defense and restoration strategies can be recognized as the crucial element of energy safety. Ongoing changes in the National Power System, presented in the first part of the dissertation, determine the need to verify and update restoration plans, taking into account the new structure of electricity generation. As shown in the literature research, the dynamic development of renewable energy sources forces taking steps to ensure energy safety not only in the normal operating state of the power system, but also in the event of a serious disruption of its operation. The issue of catastrophic failures in power systems was presented as part of the author's statistical analysis of 180 largest historical failures that affected power systems around the world. In response to the threat of system failures, the dissertation discusses the current strategies and conditions of the restoration process, indicating new directions for the development of power generation capacity restoration plans. The main part of the thesis presents the results of simulation tests for five scenarios of power generation capacity restoration, differentiated by the type of starting source. The research covered the existing restoration strategies, in which the starting source may constitute hydropower plants, gas turbines and cross-border connections, as well as new restoration strategies, using hybrid generation systems, consisting of battery energy storage cooperating with offshore and onshore wind farms. The research carried out a comparative analysis of restoration scenarios in terms of the ability to voltage and frequency regulation in an islanded starting path during the start-up of static and dynamic loads. The results of the modeled starting paths were supported by the results of the actual system test, concerning the restoration of the conventional power plant's generation capacity by providing the voltage and starting power from the hydroelectric power plant. Finally, there is proposed a risk assessment model for the considered restoration scenarios, including qualitative and quantitative analysis. As a part of the quantitative risk analysis, the results of the multi-criteria method of analytic hierarchy process are presented, in comparison with the corresponding method in terms of the fuzzy set theory.



## LISTA SKRÓTÓW I SYMBOLI

<b>AHP</b>	ang. <i>Analytic Hierarchy Process</i> ; wielokryterialna metoda hierarchicznej analizy problemów decyzyjnych
<b>APKO</b>	automatyka przeciwkołysaniowo-odciążająca
<b>APP</b>	automatyka przeciwprzepięciowa
<b>BAT</b>	ang. <i>Best Available Techniques</i> ; najlepsze dostępne techniki dla dużych źródeł energetycznego spalania
<b>BESS</b>	ang. <i>Battery Energy Storage System</i> ; bateryjny magazyn energii elektrycznej
<b>CoA</b>	ang. <i>Centre of Area</i> ; metoda środka obszaru
<b>CSC</b>	ang. <i>Current Source Converter</i> ; przekształtnik prądowy o komutacji sieciowej w układach HVDC
<b>DSM</b>	ang. <i>Demand Side Management</i> ; zarządzanie stroną popytową
<b>DSR</b>	ang. <i>Demand Side Response</i> ; odpowiedź strony popytowej
<b>ENTSO-E</b>	ang. <i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i> ; Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych
<b>ENS</b>	ang. <i>Energy not Supplied</i> ; wskaźnik energii niedostarczonej do odbiorców
<b>ESP</b>	elektrownie szczytowo-pompowe
<b>EW</b>	elektrownia wiatrowa
<b>FACTS</b>	ang. <i>Flexible AC Transmission Systems</i> ; elastyczne systemy przesyłowe prądu przemiennego
<b>FAHP</b>	ang. <i>Fuzzy Analytic Hierarchy Process</i> ; wielokryterialna metoda hierarchicznej rozmytej analizy problemów decyzyjnych
<b>HVDC</b>	ang. <i>High Voltage Direct Current</i> ; linia wysokiego napięcia prądu stałego
<b>IRiESP</b>	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
<b>JW</b>	jednostka wytwórcza
<b>JWCD</b>	Jednostka Wytwórcza Centralnie Dysponowana
<b>KPEiK</b>	Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu
<b>KSE</b>	Krajowy System Elektroenergetyczny
<b>LFC</b>	ang. <i>Load-Frequency Control</i> ; regulacja mocy i częstotliwości
<b>LLC</b>	ang. <i>Line Commutated Converters</i> ; przekształtnik prądowy o komutacji sieciowej w układach HVDC
<b>LOLE</b>	ang. <i>Loss of Load Expectation</i> ; oczekiwany sumaryczny czas trwania deficytów mocy w rozpatrywanym okresie
<b>LOOP</b>	ang. <i>Loss of Offsite Power</i> ; utrata zasilania zewnętrznego z systemu elektroenergetycznego dla elektrowni jądrowej
<b>NC ER</b>	ang. <i>Network Code on electricity Emergency and Restoration</i> ; kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych
<b>MFW</b>	morska farma wiatrowa
<b>MMC</b>	ang. <i>Modular Multilevel Control</i> ; modułowa wielopoziomowa topologia regulatora w układach VSC HVDC

<b>NC RfG</b>	ang. <i>Network Code on requirements for grid connection of generators</i> ; kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci
<b>nJWCD</b>	Jednostka Wytwórcza Niedysponowana Centralnie
<b>ODM</b>	Obszarowa Dyspozycja Mocy
<b>OSP</b>	Operator Systemu Przesyłowego
<b>OZE</b>	odnawialne źródła energii elektrycznej
<b>PEP2040</b>	Polityka Energetyczna Polski do roku 2040
<b>PPEJ</b>	Program Polskiej Energetyki Jądrowej
<b>PSE</b>	Polskie Sieci Elektroenergetyczne
<b>PV</b>	elektrownia fotowoltaiczna
<b>SAIDI</b>	ang. <i>System Average Interruption Duration Index</i> ; wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy
<b>SAIFI</b>	ang. <i>System Average Interruption Frequency Index</i> ; wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich
<b>SBO</b>	ang. <i>Station Blackout</i> ; całkowita utrata zasilania na rozdzielni elektrowni jądrowej
<b>SMR</b>	ang. <i>Small Modular Reactor</i> ; reaktor modułowy
<b>STATCOM</b>	ang. <i>Static Synchronous Compensator</i> ; kompensator statyczny
<b>SCO</b>	automatyka samoczynnego częstotliwościowego odciążania
<b>UPFC</b>	ang. <i>Unified Power Flow Controller</i> ; zespolony regulator przepływu mocy
<b>URE</b>	Urząd Regulacji Energetyki
<b>VSC</b>	ang. <i>Voltage Source Converter</i> ; przekształtnik napięcia o komutacji wymuszonej w układach HVDC
<b>WAMS</b>	ang. <i>Wide-Area Measurement System</i> ; wielkoobszarowy system pomiarowy

# 1. WSTĘP

## 1.1. MOTYWACJA ROZPRAWY

Motywacją rozprawy są przewidywane zmiany w strukturze wytwórczej Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE), związane z wycofywaniem bloków elektrowni konwencjonalnych. Postępująca zmiana struktury wytwarzania przekładać się będzie na zróżnicowanie udziału jednostek wytwórczych aktywnie uczestniczących w planach obrony i odbudowy zdolności wytwórczych systemu elektroenergetycznego na wypadek rozległej awarii systemowej, a tym samym na bezpieczeństwo energetyczne całego KSE.

Z definicji zawartej w *Ustawie Prawo Energetyczne* [165], bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej jest to „*zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, czyli zaspokojenie możliwego do przewidzenia, bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na energię elektryczną i moc, bez konieczności podejmowania działań mających na celu wprowadzenie ograniczeń w jej dostarczaniu i poborze*”. W związku z powyższym, kluczową kwestią dla prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego jest zapewnienie bilansu mocy pomiędzy generacją a zapotrzebowaniem. Aktualna tendencja wskazuje na malejący trend wystarczalności KSE z punktu widzenia krajowej produkcji energii elektrycznej, szczególnie w okresach szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną. Prognoza postępującego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną niesie za sobą ryzyko uzależnienia KSE od pokrywania zapotrzebowania przy znacznym udziale wymiany transgranicznej, nawet w normalnym stanie pracy KSE. Operator Systemu Przesyłowego (OSP), którym w Polsce jest spółka Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE), przedstawił *Prognozę pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016-2035* [127]. Dokument wskazuje na postępujący w kolejnych latach niedobór wymaganej nadwyżki mocy dostępnej dla OSP, jak również na potencjalny brak możliwości pokrycia zapotrzebowania przez elektrownie krajowe.

Rosnący deficyt mocy zainstalowanej w źródłach systemowych w istotny sposób przekłada się na obniżenie bezpieczeństwa energetycznego, jak również na rosnące ryzyko wystąpienia awarii katastrofalnej w systemie elektroenergetycznym. Zgodnie z *Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP)* [57], awaria systemowa

jest zdarzeniem ruchowym, które skutkuje wyłączeniem z ruchu synchronicznego części KSE produkującej lub odbierającej energię elektryczną w ilości min. 5% aktualnego zapotrzebowania na moc w KSE. Szczególnym typem awarii systemowej jest **awaria katastrofalna**, określana mianem blackoutu, w wyniku której [34,111]:

- następuje całkowity zanik napięcia w systemie elektroenergetycznym lub w znacznej jego części przez minimum 3 minuty, skutkujący uruchomieniem procedur odbudowy,
- następuje utrata zasilania dla przynajmniej 50% aktualnego zapotrzebowania,
- linie międzysystemowe zostają wyłączone,
- postępowanie operatorskie prowadzone jest zgodnie z instrukcjami Krajowej Dyspozycji Mocy (KDM) oraz obszarowych dyspozycji mocy (ODM), w przeciwieństwie do awarii lokalnych, kiedy działania operatorskie prowadzone są według bieżących wytycznych prowadzenia ruchu.

Na wypadek zagrożenia wystąpieniem awarii katastrofalnych istnieje zatem konieczność opracowywania oraz bieżącej aktualizacji planów obrony i odbudowy KSE, a obowiązek ten spoczywa na OSP, co wynika z zapisów *Ustawy Prawo Energetyczne* [165]. Szczegółowe wymagania dotyczące opracowywania planów obrony i odbudowy KSE precyzuje w Polsce IRiESP [57], korespondując z europejskimi wymaganiami, zawartymi w *ENTSO-E Operation Handbook* [34].

Środki związane z planem **obrony** mają na celu zapobieganie wystąpieniu awarii systemowej lub rozprzestrzenianiu i pogłębianiu jej skutków, natomiast celem planu **obudowy** jest przywrócenia zasilania, resynchronizacja systemu elektroenergetycznego i powrót do stanu normalnego po wystąpieniu awarii katastrofalnej, w przypadku nieskutecznych procedur obrony systemu elektroenergetycznego. Zgodnie z IRiESP [57], obowiązkowe uczestnictwo w planach obrony i odbudowy dotyczy jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej wyższej lub równej 50 MW, w zakresie zdolności do:

- pracy wydzielonej – awaryjne przejście do samodzielnej, stabilnej pracy autonomicznej przynajmniej jednej jednostki wytwórczej w obrębie elektrowni z zasilaniem potrzeb własnych i potrzeb ogólnych elektrowni przy braku zasilania z KSE;
- pracy wyspowej – autonomiczna praca części KSE z przynajmniej jedną jednostką wytwórczą z możliwością zasilania odbiorców oraz regulacji

częstotliwości i napięcia w układzie jedno i wielomaszynowym po awaryjnym odłączeniu od KSE;

- samostartu – rozruch autonomiczny, bez zasilania z KSE.

Dla wyszczególnionych trybów pracy, w IRiESP określono szereg wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych z punktu widzenia aktywnego uczestnictwa źródeł w procesach obrony i odbudowy w KSE. Ponadto, na potrzeby realizacji ww. planów, sprecyzowane zostały wymagania dotyczące regulatorów częstotliwości lub prędkości obrotowej oraz regulatorów napięcia jednostek wytwórczych [57].

System elektroenergetyczny stanowi kluczowy element infrastruktury krytycznej, dlatego zakłócenia w systemie elektroenergetycznym są jednym z podstawowych zagrożeń, wyszczególnionych w *Krajowym Planie Zarządzania Kryzysowego* [74]. Stąd, właściwie skoordynowany, skuteczny proces odbudowy zdolności wytwórczych, skutkujący przywróceniem zasilania w KSE i powrotem do stanu normalnego, jest niezwykle istotny po wystąpieniu awarii katastrofalnej systemu elektroenergetycznego. Na mocy *Rozporządzenia Komisji UE 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r.* ustanowiony został *Kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych*, tzw. kodeks NC ER (ang. *Network Code on electricity Emergency and Restoration*) [139]. Zaktualizowane o zapisy kodeksu NC ER plany odbudowy KSE przewidują zróżnicowane strategie [57,34,139] w zależności od możliwości aktywnego uczestnictwa źródeł wytwórczych bądź sąsiednich systemów elektroenergetycznych w procesie odbudowy, po identyfikacji ich bieżącego stanu po wystąpieniu awarii. W związku z powyższym, można wyróżnić dwie główne strategie odbudowy systemów elektroenergetycznych [57,139]:

- strategia oddolna – podanie napięcia na część danego OSP bez pomocy innych OSP; przy czym źródła energii rozruchowej mogą stanowić jednostki wytwórcze zdolne do rozruchu autonomicznego (samostartu), jednostki wytwórcze zdolne do przejścia do pracy na potrzeby własne lub do pracy wyspowej bądź wydzielone fragmenty KSE, utrzymujące się po awarii w pracy synchronicznej;
- strategia odgórna – podanie napięcia na część danego OSP z wykorzystaniem pomocy sąsiednich OSP.

Strategie odbudowy systemów elektroenergetycznych obejmują wieloetapowe, sekwencyjne procesy związane z ryzykiem niepowodzenia resynchronizacji lub

wydłużeniem czasu trwania awarii, dlatego w niniejszej pracy przeprowadzono analizę ryzyka dla zróżnicowanych wariantów realizacji procesu odbudowy z uwzględnieniem postępujących zmian w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w KSE.

## 1.2. CEL, TEZA I ZAKRES ROZPRAWY

Przedmiotem niniejszej rozprawy jest odbudowa zdolności wytwórczych po awarii katastrofalnej systemu elektroenergetycznego, w ramach której sformułowano następującą **tezę**:

*Postępujące zmiany w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym wiążą się z koniecznością aktualizacji dotychczasowych planów odbudowy zdolności wytwórczych po awarii katastrofalnej systemu elektroenergetycznego i opracowania strategii w oparciu o minimalizację czasu procesu odbudowy i ryzyka z nim związanego.*

Uzupełnieniem powyżej sformułowanej tezy są następujące twierdzenia:

- 1) ze względu na zagrożenie awariami katastrofalnymi w systemie elektroenergetycznym, postępująca transformacja energetyczna w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym wymusza aktualizację planów obrony i odbudowy zdolności wytwórczych;
- 2) wieloetapowy proces odbudowy zdolności wytwórczych jest obciążony ryzykiem niepowodzenia lub wydłużeniem czasu trwania awarii katastrofalnej, dlatego istnieje konieczność opracowania narzędzi pozwalających oszacować poziom ryzyka na poszczególnym etapie jego realizacji;
- 3) porównanie proponowanych scenariuszy odbudowy zdolności wytwórczych może zostać zrealizowane z wykorzystaniem metod analizy ryzyka.

Na potrzeby udowodnienia postawionej tezy, sformułowano **cel** rozprawy:

*Głównym, oryginalnym celem niniejszej rozprawy jest opracowanie scenariuszy odbudowy zdolności wytwórczych po awarii katastrofalnej systemu elektroenergetycznego z uwzględnieniem zróżnicowanej struktury wytwarzania energii elektrycznej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym oraz zaproponowanie modelu oceny ryzyka dla przyjętych scenariuszy odbudowy zdolności wytwórczych.*

Zakres rozprawy obejmuje siedem rozdziałów zasadniczych, podsumowanie oraz spis literatury.

W rozdziale drugim przedstawiono, przewidywane na kolejne lata, zmiany w strukturze wytwórczej w KSE wynikające z postępującego wycofywania źródeł węglowych wraz z konsekwencjami tych działań dla bezpieczeństwa pracy KSE zarówno w stanie normalnym, jak i w stanach awaryjnych.

W rozdziale trzecim omówiono problem awarii katastrofalnych, które dotknęły systemy elektroenergetyczne na całym świecie. Zaprezentowana została autorska analiza statystyczna największych awarii systemowych wraz z wnioskami płynącymi z historii wcześniejszych awarii.

Rozdział czwarty zawiera przegląd stosowanych strategii postępowania na wypadek awarii katastrofalnych w systemach elektroenergetycznych z uwzględnieniem roli poszczególnych typów źródeł wytwórczych w procesie odbudowy zdolności wytwórczych. W rozdziale zawarto wymagania stawiane źródłom wytwórczym w zakresie uczestnictwa w procesie odbudowy wraz z przykładami prób systemowych, realizowanych w KSE.

W rozdziale piątym został przedstawiony przegląd literatury, dotyczący badań naukowych w zakresie awarii katastrofalnych w systemach elektroenergetycznych na etapie rozwoju awarii, a także w zakresie procesu odbudowy systemu elektroenergetycznego po wystąpieniu awarii. W rozdziale tym przedstawiono również przegląd literatury dotyczący nowych propozycji strategii angażowania źródeł odnawialnych w procesy obrony i odbudowy. Szczególną uwagę w kontekście analizy ryzyka poświęcono powyższym badaniom literaturowym.

Rozdział szósty rozpoczyna część badawczą rozprawy, w której zaprezentowano metodologię i wyniki badań symulacyjnych dla przyjętych scenariuszy odbudowy zdolności wytwórczych, opracowanych w programie symulacyjnym DIGSILENT PowerFactory. W badaniach uwzględniono aktualne strategie odbudowy oraz zaproponowano nowe strategie, wykorzystujące odnawialne źródła energii.

Wyniki symulacji z rozdziału szóstego stanowią punkt wyjścia do opracowania modelu zarządzania ryzykiem w procesie odbudowy zdolności wytwórczych, będącego przedmiotem rozdziału siódmego. W tym celu zaproponowano jakościową analizę ryzyka metodą muchy (ang. *bow-tie*) oraz ilościową analizę ryzyka, bazując na wielokryterialnej metodzie hierarchicznej analizy problemów decyzyjnych AHP (ang. *Analytic Hierarchy Process*) oraz rozmytej metodzie FAHP (ang. *Fuzzy Analytic Hierarchy Process*).

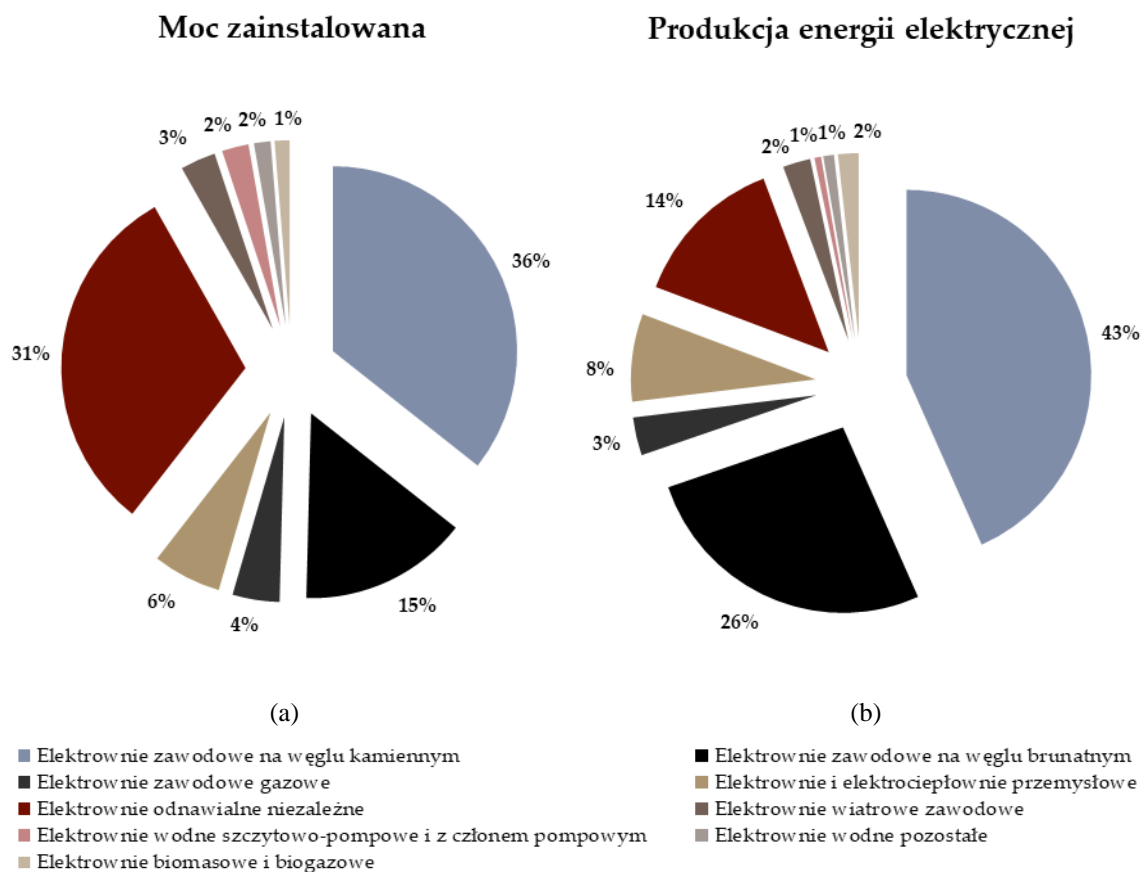


Rozdział ósmy stanowi podsumowanie rozprawy, gdzie sprecyzowano wnioski oraz dalsze kierunki badań w ramach przedstawianego zagadnienia.

## 2. PRZEWIDYWANE ZMIANY W STRUKTURZE WYTWÓRCZEJ W KRAJOWYM SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM

Polityka energetyczna Unii Europejskiej wymusza postępujące zmiany modernizacyjne w strukturze źródeł wytwarzania w systemach elektroenergetycznych, związane ze zmniejszaniem wpływu energetyki na środowisko, szczególnie w zakresie emisji zanieczyszczeń oraz gazów cieplarnianych oraz zwiększania udziału źródeł odnawialnych w całkowitej produkcji energii w sektorze energetycznym. Krokiem milowym do zmniejszania wpływu energetyki konwencjonalnej na środowisko było opublikowanie konkluzji BAT (ang. *Best Available Techniques*), wprowadzających restrykcyjne ograniczenia emisyjne dla dużych źródeł energetycznego spalania. Dokument ten był punktem wyjścia do szeroko zakrojonych modernizacji układów oczyszczania spalin w zakresie odpylania, odazotowania i odsiarczania spalin, wiążących się również ze znacznymi nakładami inwestycyjnymi dla przedsiębiorstw energetycznych. Struktura wytwarzania energii elektrycznej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (Rys. 2.1) aktualnie opiera się w ponad 70% na elektrowniach węglowych [155]. Ze względu na wysoką emisyjność elektrowni i elektrociepłowni węglowych, rosnące opłaty emisyjne, szczególnie związane z emisją CO<sub>2</sub>, na które nakłada się stopniowe wyeksploatowanie tych źródeł, przewiduje się prowadzenie postępujących zmian w strukturze wytwarzania. Ponadto, w najbliższych latach przewiduje się znaczną liczbę wycofań źródeł konwencjonalnych, nie tylko ze względu na kończący się graniczny czas pracy bloków energetycznych, ale również ze względu na potencjalne niespełnienie wymagań emisyjnych zawartych w konkluzjach BAT. W przedstawionej przez PSE *Prognozie pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016-2035* [127] przedstawiono dwa scenariusze wpływu konkluzji BAT na sektor wytwarzania energii elektrycznej:

- scenariusz modernizacyjny – prowadzenie działań modernizacyjnych celem dostosowania jednostek wytwórczych do wymagań emisyjnych konkluzji BAT;
- scenariusz wycofań – przyspieszenie wycofań jednostek wytwórczych przed granicznym czasem eksploatacji ze względu na brak możliwości pokrycia nakładów inwestycyjnych wytwórców na instalacje oczyszczania spalin spełniających wymagania emisyjne konkluzji BAT.



Rys. 2.1. Procentowy udział źródeł wytwórczych w KSE (stan na 31.12.2022): (a) struktura mocy zainstalowanej, (b) struktura produkcji energii elektrycznej. Opracowanie własne na podstawie [155].

Wymienione scenariusze różnicują prognozowane skumulowane wycofania mocy istniejących ciepłych jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) w perspektywie roku 2035, które przedstawiono w Tabeli 2.1. W konsekwencji, kolejne wycofania jednostek wytwórczych przekładają się na zmniejszenie dostępnej nadwyżki mocy wymaganej przez OSP, szczególnie w warunkach szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną.

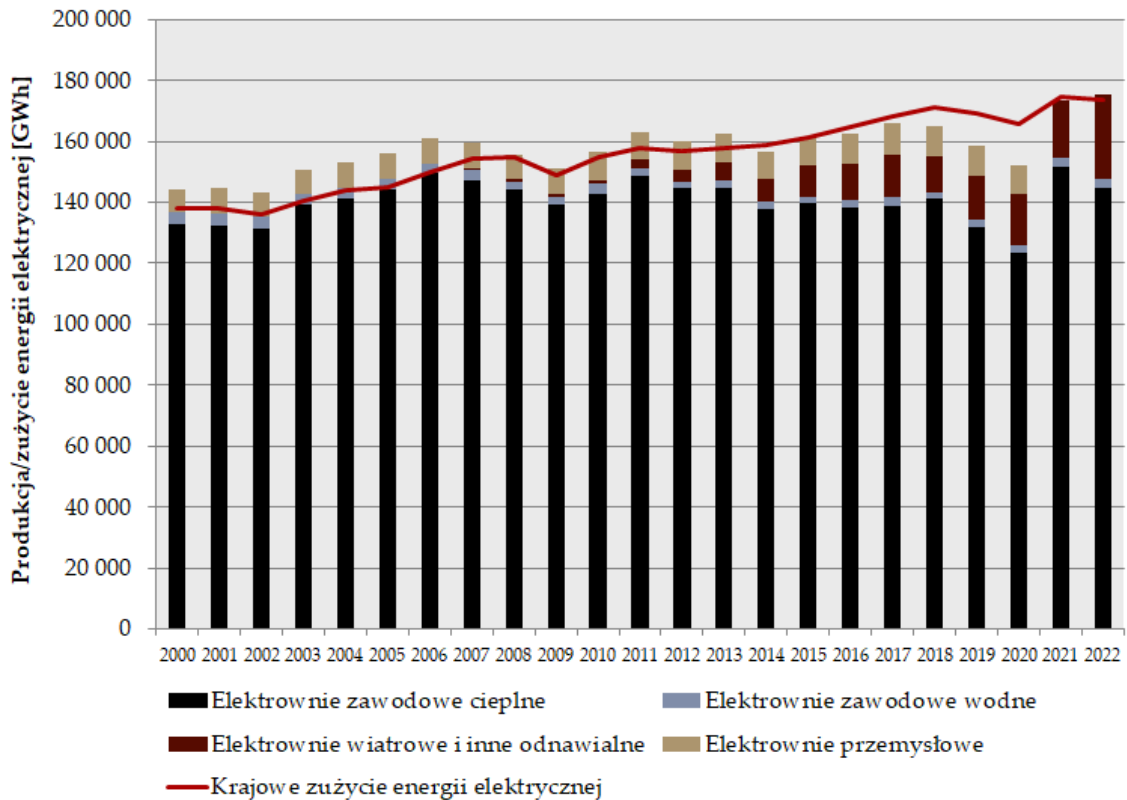
Tabela 2.1. Skumulowane wycofania mocy JWCD ciepłych dla scenariusza modernizacyjnego oraz scenariusza wycofań [127]

Skumulowane wycofania mocy JWCD ciepłych [MW]	do roku 2020	do roku 2025	do roku 2030	do roku 2035
Scenariusz modernizacyjny	2 985	3 210	5 668	13 930
Scenariusz wycofań	6 617	9 928	17 321	20 920

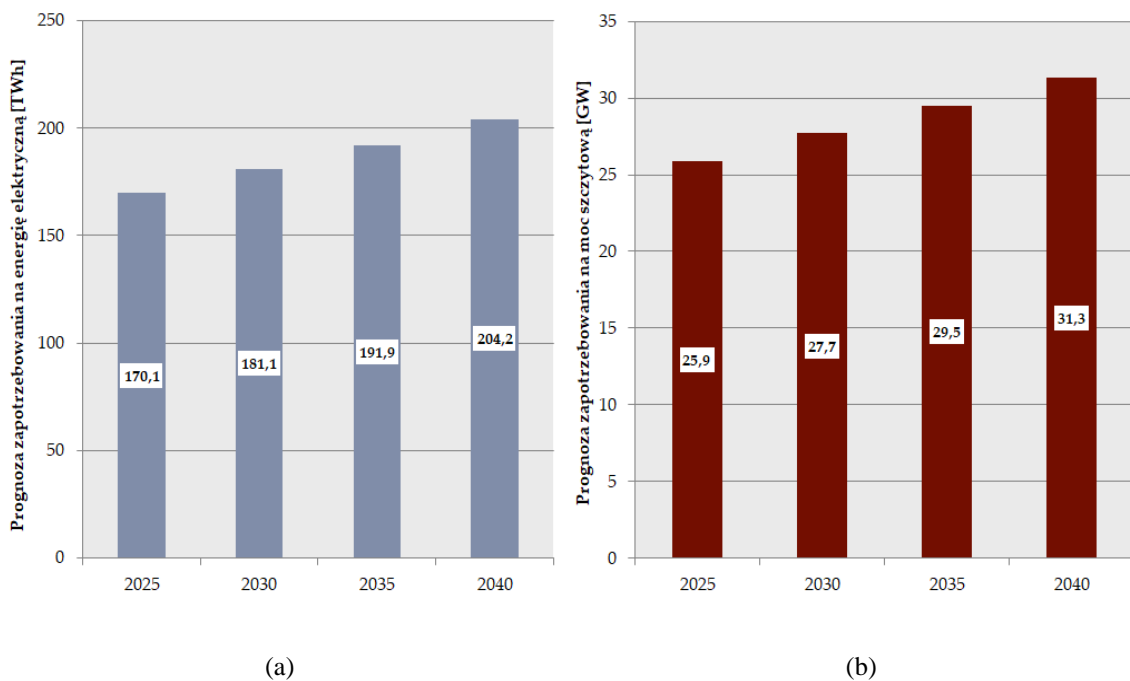
W *Polityce Energetycznej Polski do roku 2040* (PEP2040) [122] szacuje się, że na przestrzeni lat 2016-2040 skumulowana wielkość wycofań z eksploatacji jednostek JWCD sięgnie nawet 15 GW, co koresponduje z występującymi warunkami inwestycyjnymi w wysokosprawne instalacje oczyszczania spalin przez wytwórców. Skutkiem przedstawionych prognoz będzie znaczne zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub> z energetycznego spalania paliw, jednak przedstawiona prognoza w zestawieniu z rosnącym zapotrzebowaniem na energię elektryczną wskazuje na poważne zagrożenie bezpieczeństwa energetycznego systemu elektroenergetycznego ze względu na pogłębiający się deficyt mocy zainstalowanej w systemie i wycofanie z eksploatacji bloków dużej mocy, pracujących w sposób stabilny w postawie obciążenia.

Z punktu widzenia wystarczalności systemu, a zatem możliwości pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w KSE przez elektrownie krajowe, na Rys. 2.2. przedstawiono bilans energii elektrycznej w KSE w latach 2000-2022 [137]. W ostatnich latach obserwuje się tendencję do występowania deficytów w ramach krajowej produkcji energii elektrycznej względem krajowego zużycia, co przekłada się na zmniejszenie wystarczalności źródeł krajowych, a zarazem zwiększenie ryzyka występowania awarii systemowych. Sytuacja ta może ulegać pogłębieniu, szczególnie w kontekście postępującego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną oraz moc szczytową w KSE (Rys. 2.3), który podyktowany jest w dużej mierze rozwojem pojazdów elektrycznych, postępującym trendem inwestycji w pompy ciepła na potrzeby ogrzewania indywidualnego oraz prognozowanym rozwojem energetyki wodorowej. Przykładem poważnego zakłócenia bilansu mocy w systemie była awaria w elektrowni Bełchatów, która miała miejsce 17 maja 2021 r. Elektrownia Bełchatów, bazująca na spalaniu węgla brunatnego, pracuje aktualnie w oparciu o 12 bloków energetycznych o sumarycznej mocy zainstalowanej 5,1 GW, a jednocześnie odpowiada za pokrywanie nawet do 20% całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną w KSE. W dniu awarii, w wyniku błędnej operacji łączeniowej na stacji elektroenergetycznej, skutkującej zwarcieniem jednofazowym linii 400 kV, doszło do awaryjnego odstawienia 10 z 11 pracujących bloków energetycznych o łącznej mocy 3,9 GW. W związku ze znacznym ubytkiem mocy, skutki awarii były odczuwalne w systemach Europy kontynentalnej, tzn. zarejestrowany spadek częstotliwości w systemie wyniósł 158 mHz, co spowodowało reakcję układów automatycznej regulacji rezerwy utrzymania częstotliwości (rezerwa pierwotna) [113]. Dzięki dyspozycyjności własnej rezerwy wirującej, źródeł szczytowych oraz interwencyjnej wymiany transgranicznej

udało się przywrócić stabilne parametry systemu, bez konieczności wprowadzania ograniczeń awaryjnych i stopni zasilania.



Rys. 2.2. Bilans produkcji i zużycia energii elektrycznej w KSE w latach 2000 – 2022. Opracowanie własne na podstawie [137].

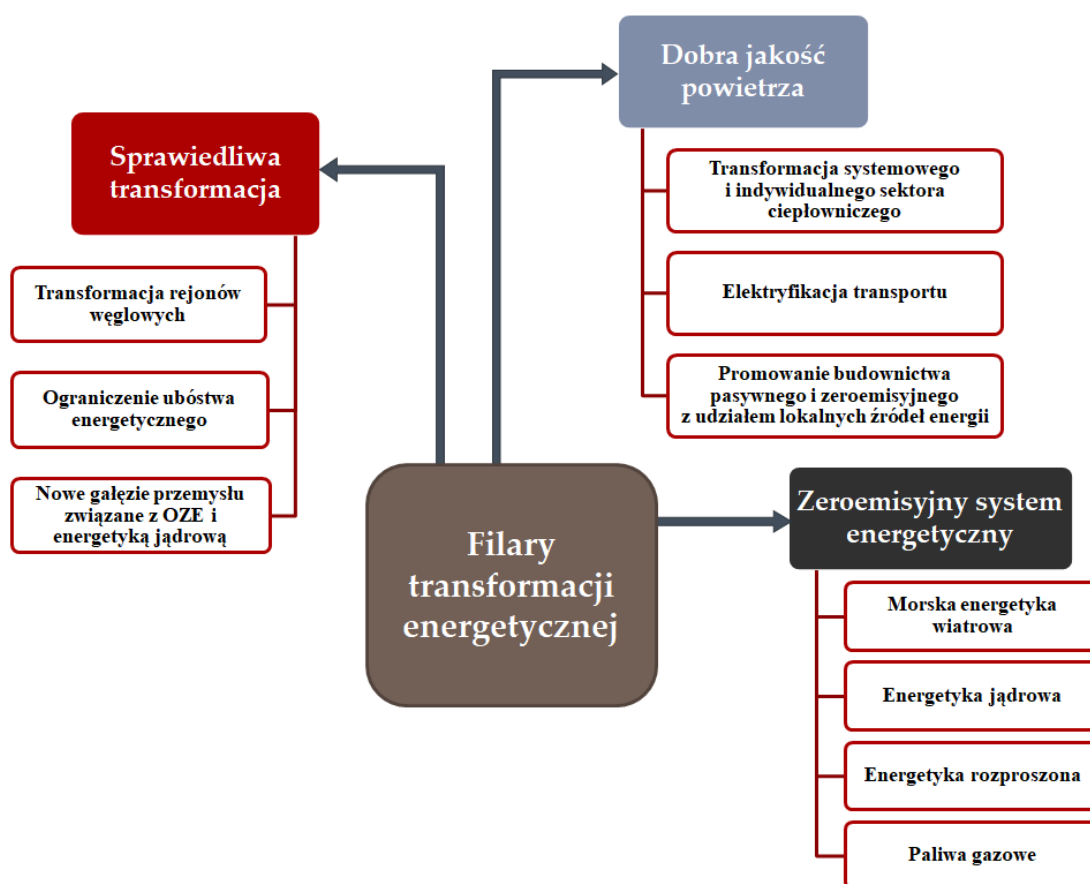


Rys. 2.3. Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną (a) oraz na moc szczytową (b) w KSE. Opracowanie własne na podstawie [122].

Wspomniane powyżej planowane na kolejne lata wycofywania jednostek wytwórczych wymuszają konieczność zaplanowania transformacji energetycznej poprzez zmianę struktury wytwarzania energii elektrycznej, warunkując:

- zastępowanie mocy zainstalowanej wycofywanych źródeł w systemie elektroenergetycznym wraz z ich zdolnościami produkcyjnymi,
- pokrywanie przewidywanego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną,
- przejmowanie roli źródeł pracujących w postawie obciążenia,
- konsekwentne zmniejszanie wpływu energetyki na środowisko,
- uniknięcie drastycznego wzrostu cen elektrycznej.

*Polityka Energetyczna Polski do roku 2040* [122] przewiduje transformację energetyczną opartą na trzech filarach (Rys. 2.4), które stanowią podstawę sprecyzowania celów szczegółowych, wraz z odpowiadającymi im projektami strategicznymi, zestawionymi w Tabeli 2.2.



Rys. 2.4. Filary transformacji energetycznej wg PEP2040.  
Opracowanie własne na podstawie [122].

W *Założeniach do aktualizacji PEP2040* [179] proponuje się dodatkowo uwzględnienie czwartego filaru, jakim jest suwerenność energetyczna, celem możliwego uniezależnienia od importu paliw kopalnych, ze względu na obecną sytuację geopolityczną. Zgodnie z powyższym, sugeruje się działanie dwutorowe. Główną propozycją jest dalsze wykorzystanie istniejących jednostek węglowych poprzez wdrożenie działań modernizacyjnych mających na celu wydłużenie ich czasu eksploatacji wraz ze wzrostem sprawności i zmniejszeniem wpływu na środowisko, co przełoży się na zwiększenie dostępnych rezerw mocy oraz bardziej płynne wdrażanie zmian w transformowanym sektorze wytwarzania energii elektrycznej. Dodatkowo, brany jest pod uwagę rozwój czystych technologii węglowych jako sposób optymalnego, niskoemisyjnego wykorzystania krajowych zasobów paliw kopalnych, uwzględniający również wychwyty i składowanie CO<sub>2</sub>.

*Tabela 2.2. Cele szczegółowe oraz projekty strategiczne wg PEP2040 [122]*

Cel szczegółowy		Projekt strategiczny
1.	Optymalne wykorzystanie własnych zasobów energetycznych	1. Transformacja regionów węglowych
2.	Rozbudowa infrastruktury wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej	2A. Rynek mocy 2B. Wdrożenie inteligentnych sieci elektroenergetycznych
3.	Dywersyfikacja dostaw i rozbudowa infrastruktury sieciowej gazu ziemnego, ropy naftowej i paliw ciekłych	3A. Budowa Baltic Pipe 3B. Budowa drugiej nitki Rurociągu Pomorskiego
4.	Rozwój rynków energii	4A. Wdrażanie Planu działania mającego służyć zwiększeniu transgranicznych zdolności przesyłowych energii elektrycznej 4B. Hub gazowy - utworzenie regionalnego centrum przesyłu i handlu gazem ziemnym 4C. Rozwój elektromobilności
5.	Wdrożenie energetyki jądrowej	5. Program polskiej energetyki jądrowej
6.	Rozwój odnawialnych źródeł energii	6. Wdrożenie morskiej energetyki wiatrowej
7.	Rozwój ciepłownictwa i kogeneracji	7. Rozwój ciepłownictwa systemowego
8.	Poprawa efektywności energetycznej	8. Promowanie poprawy efektywności energetycznej

Z punktu widzenia konsekwencji realizacji celów szczegółowych i projektów strategicznych PEP2040, transformacja systemu wytwórczego w Polsce ma opierać się przede wszystkim na zastępowaniu elektrowni konwencjonalnych odnawialnymi źródłami energii (OZE) oraz energetyką jądrową. Działania w kierunku wdrożenia energetyki jądrowej w KSE korespondują z opublikowanym w roku 2020 *Programem*

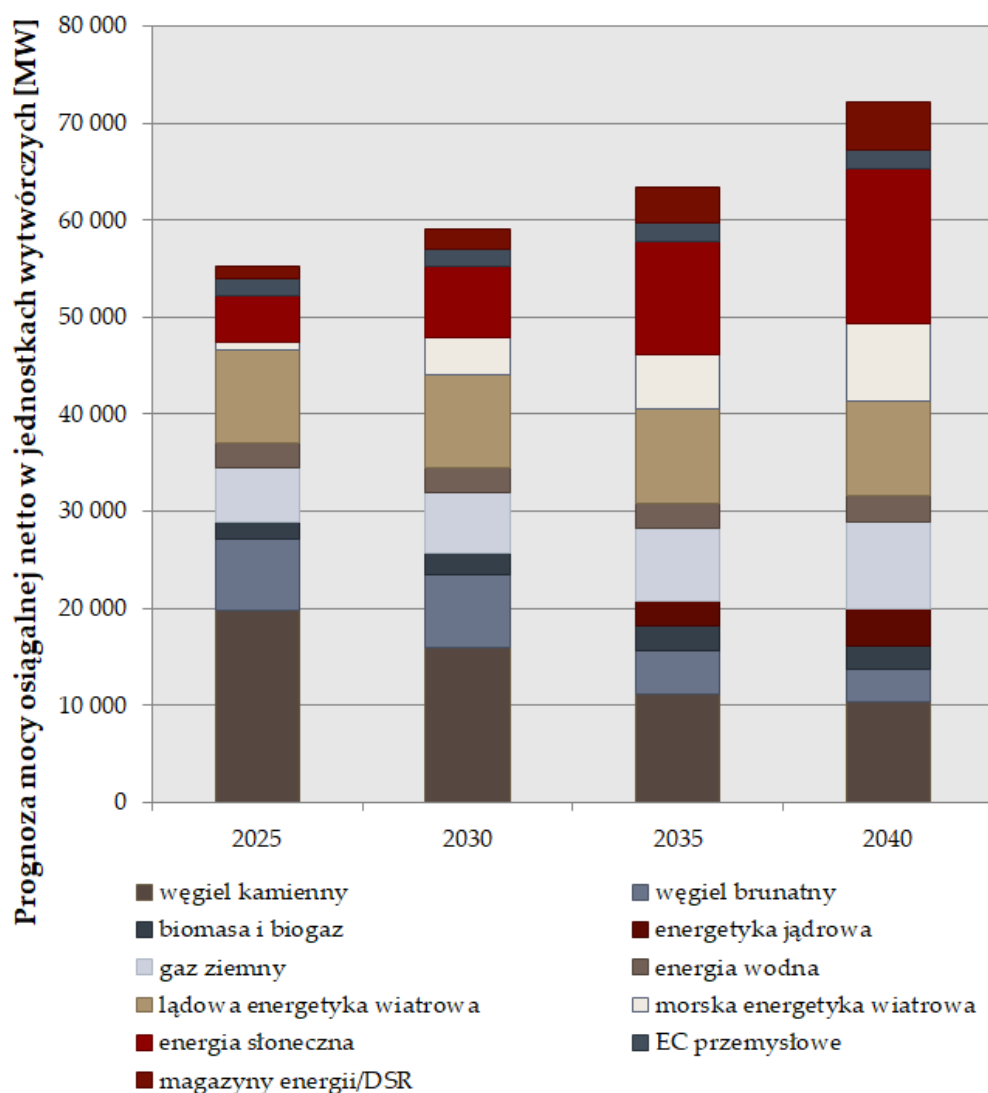
*Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ)* [128], zgodnie z którym przewiduje się wprowadzenie bloków jądrowych w oparciu o wodne reaktory ciśnieniowe III generacji, dla których prace lokalizacyjne i środowiskowe prowadzone są na Pomorzu już od roku 2017. Pierwszy blok elektrowni jądrowej o mocy 1-1,6 GW ma zostać uruchomiony w roku 2033, dla którego inwestor pod koniec 2021 roku wskazał preferowaną lokalizację „Lubiatowo-Kopalino” w gminie Choczewo (województwo pomorskie) [125]. W kolejnych latach przewiduje się uruchomienie kolejnych pięciu takich bloków w odstępach 2–3 lat. Dodatkowo, równolegle proponowane są inwestycje w modularne reaktory typu SMR (ang. *Small Modular Reactor*), które jako jednostki rozproszone, stanowiłyby dywersyfikację w strukturze wytwarzania energii elektrycznej, będąc jednocześnie źródłami bezemisyjnymi. Zgodnie ze scenariuszami rozwoju sektora energetycznego [28,73,121,123,159], konsekwencją wprowadzenia energetyki jądrowej będzie poprawa bezpieczeństwa energetycznego, szczególnie w zakresie źródeł pracujących w podstawie obciążenia systemu elektroenergetycznego w sposób stabilny z najdłuższym czasem wykorzystania mocy zainstalowanej, jednocześnie przyczyniając się do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń powietrza w sektorze energetycznym oraz do poprawy bilansu mocy w KSE. Z punktu widzenia cen energii elektrycznej, przewidywana praca bloków elektrowni jądrowych przyczyni się zatem do ograniczenia wpływu kosztów emisji na średni koszt wytwarzania energii elektrycznej.

W ostatnich latach można zauważyć rosnący udział źródeł odnawialnych w strukturze produkcji energii elektrycznej, która na koniec roku 2021 sięgnęła 14%, przy czym do źródeł pracujących zawodowo zalicza się zaledwie 20% z nich. Jeżeli chodzi o rozwój źródeł OZE, w perspektywie 2040 roku przewiduje się dynamiczny wzrost mocy zainstalowanej w źródłach odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto do minimum 28,5%, przy czym szacuje się, że w elektroenergetyce udział energii z odnawialnych źródeł energii sięgnie 32% już w roku 2030 [122]. Ponadto, inwestycje w źródła odnawialne w KSE stanowią odpowiedź na globalny cel Unii Europejskiej, dotyczący redukcji poziomu emisji CO<sub>2</sub> w związku z wprowadzonym pakietem *Fit for 55*, odnoszącym się do 55% redukcji emisji CO<sub>2</sub> do roku 2030 w porównaniu z rokiem 1990, z długoterminową perspektywą neutralności klimatycznej do roku 2050 [123]. Dla realizacji tak postawionego celu w zakresie elektroenergetyki, rozwój źródeł odnawialnych obejmuje stopniowe wdrażanie kluczowych działań strategicznych, wyszczególnionych poniżej [28,73,121,122,123,159].

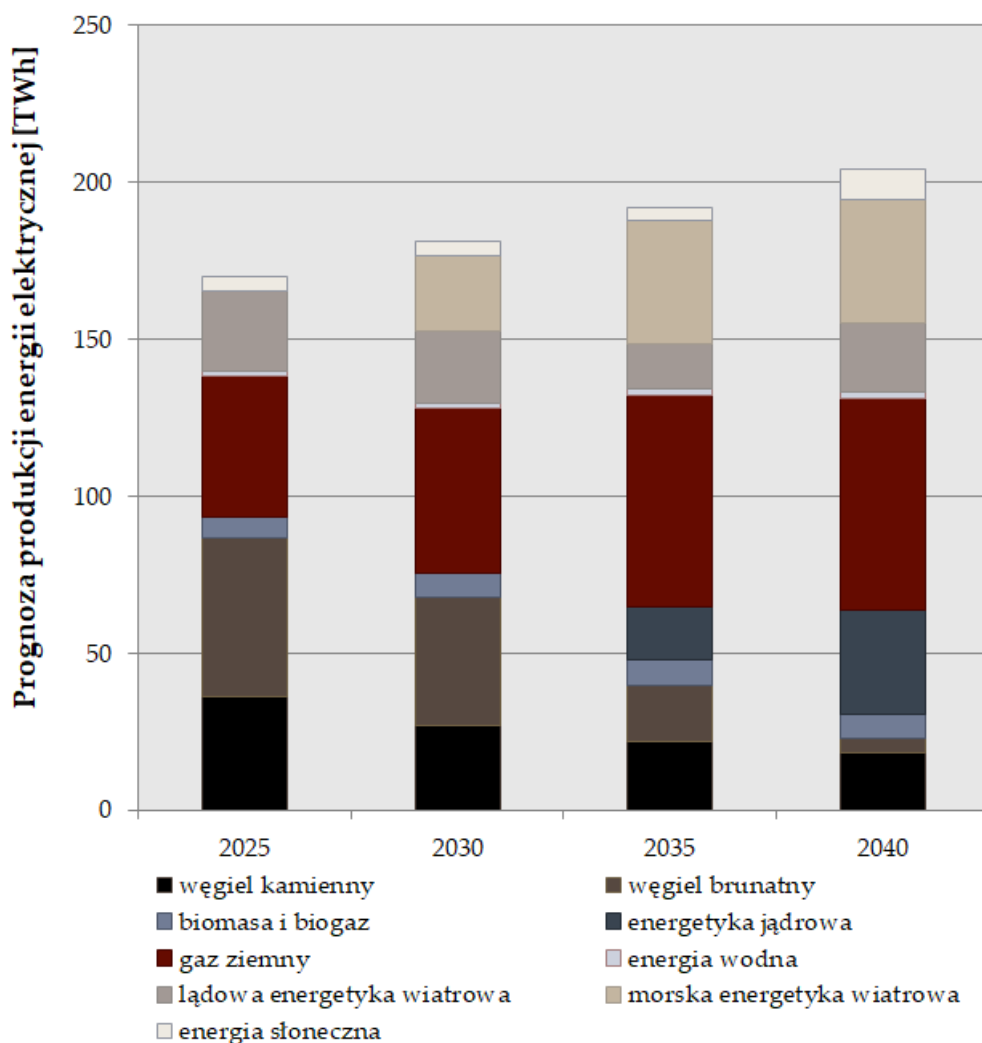


- 1) Wdrożenie morskiej energetyki wiatrowej.
- 2) Rozwój energetyki wiatrowej na lądzie.
- 3) Rozwój fotowoltaiki.
- 4) Rozwój rozproszonej energetyki prosumenckiej.
- 5) Rozwój systemowych magazynów energii.
- 6) Wzrost znaczenia biomasy i biogazu.
- 7) Zwiększenie wykorzystania potencjału hydroenergetycznego.

Zestawienie prognozowanej struktury mocy wytwórczych oraz produkcji energii elektrycznej w ramach transformacji energetycznej w Polsce, przedstawianej w *Polityce Energetycznej Polski do roku 2040* [122], przedstawiono kolejno na Rysunkach 2.5 – 2.6.



Rys. 2.5. Prognozowana struktura mocy osiągalnej netto w KSE dla wybranych technologii na lata 2025-2040 wg PEP40. Opracowanie własne na podstawie [121,122].



Rys. 2.6. Prognozowana struktura produkcji energii elektrycznej w KSE dla wybranych technologii na lata 2025–2040 wg PEP40. Opracowanie własne na podstawie [121,122].

Ważnym krokiem rozwojowym związanym ze zwiększeniem udziału źródeł OZE w systemie elektroenergetycznym jest plan wdrożenia i systematycznego rozwoju morskiej energetyki wiatrowej, dla którego przesłanką była publikacja w roku 2020 *Ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych* [166]. Wysoki stopień zaawansowania inwestycji w morskie farmy wiatrowe w Polsce, z perspektywą uruchomienia w najbliższych 8 latach, obejmuje siedem projektów (Tabela 2.3), dla których pozwolenia lokalizacyjne zostały wydane już w latach 2012-2013 i dotychczas zostały również wydane decyzje o przyznaniu prawa do pokrycia ujemnego salda, pozwolenie na układanie i utrzymywanie kabli na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego, a także warunki przyłączeniowe [141].

Tabela 2.3. Planowane morskie farmy wiatrowe w Polsce [129,141]

Lp.	Nazwa inwestycji	Moc zatwierdzona Decyzją Prezesa URE	Planowany termin uruchomienia
1.	Baltica 2	1 498 MW	2026-2030 r.
2.	Baltica 3	1 045,5 MW	
3.	Baltic Power	1 197 MW	2026 r.
4.	BC-Wind	369,5 MW	do 2030 r.
5.	FEW Baltic II	350 MW	2027 r.
6.	MFW Bałtyk II	720 MW	2026 r.
7.	MFW Bałtyk III	720 MW	2027 r.

Zgodnie z przewidywaniami, do roku 2030 moc przyłączonych do systemu elektroenergetycznego morskich farm wiatrowych sięgnie 5,9 GW, co znacznie przyczyni się do poprawy zdolności generacji mocy elektrycznej KSE, jednocześnie dywersyfikując strukturę wytwórczą w Polsce. W dalszej perspektywie, prowadzone działania obejmują kolejne inwestycje w morskie farmy wiatrowe. Aktualnie procedowane projekty o mniejszym stopniu zaawansowania przewidują dodatkowe ponad 2,5 GW mocy zainstalowanej w morskich farmach wiatrowych po roku 2030 [129,141], przy czym szacuje się, że potencjał na rok 2040 osiągnie 11 GW [159]. Z punktu widzenia wpływu na środowisko, eksploatacja morskich elektrowni wiatrowych ma charakter bezemisyjny, co przy rosnącym udziale tych technologii w strukturze wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio przekłada się na obniżenie całkowitego średniego wskaźnika emisji CO<sub>2</sub> w Polsce. Niemniej jednak, budowa morskich elektrowni wiatrowych wiąże się z dwukrotnie wyższymi wartościami jednostkowych nakładów inwestycyjnych oraz stałych kosztów eksploatacyjnych, w porównaniu z elektrowniami wiatrowymi na lądzie [122]. W dokumencie *Transformacja sektora energetycznego Polski i UE do 2050 roku* [159] przygotowanym w Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych przedstawione analizy energetyczno-ekonomiczne zakładają cztery scenariusze transformacji energetycznej, przy czym jeden z nich koncentruje się na zmniejszeniu wykorzystania zakładanego potencjału rozwojowego morskich farm wiatrowych. Na podstawie przedstawionych analiz można zauważyć, że potencjalnie ograniczony rozwój morskiej energetyki wiatrowej, wpływa negatywnie na realizację celu redukcji emisji CO<sub>2</sub>, co wiąże się z wysokimi kosztami wytwarzania energii w elektrowniach pracujących w oparciu o energetyczne spalanie paliw, szczególnie przy jednoczesnym założeniu rosnących cen

paliw kopalnych. W związku z powyższym, sugerowanym rozwiązaniem dla scenariusza ograniczonego rozwoju morskiej energetyki wiatrowej byłoby skompensowanie niedoborów mocy i celów emisyjnych wyższymi inwestycjami w fotowoltaikę. Uwagę zwraca również fakt, że równoległe do realizowanych projektów w morską energetykę wiatrową konieczne są nowe inwestycje i prace modernizacyjne w ramach sieci przesyłowych ze względu na koncentrację lokalizacji morskich farm wiatrowych i ich integrację z systemem elektroenergetycznym w północnej części Polski.

Przewidywany rozwój energetyki wiatrowej na lądzie nie zakłada tak intensywnych zmian jak wdrażane inwestycje w morską energetykę wiatrową, jednak stanowi uzupełnienie realizowanych strategii rozwoju źródeł OZE. Z punktu widzenia bieżącego bilansowania systemu elektroenergetycznego energetyka wiatrowa charakteryzuje się niekorzystnym aspektem stochastycznej pracy w ciągu doby, zależnej od bieżących warunków wietrzności i stosunkowo niskim czasem wykorzystania mocy zainstalowanej w ciągu roku, szczególnie w porównaniu z morskimi farmami wiatrowymi [122]. Przesłanką do inwestycji w energetykę wiatrową na lądzie jest przede wszystkim aspekt ekonomiczny, ponieważ elektrownie te wymagają niższych jednostkowych nakładów inwestycyjnych i stanowią również alternatywę dla fotowoltaiki w instalacjach prosumenckich, pod warunkiem regulacji przepisów ograniczających zakres lokalizacji farm wiatrowych na lądzie. Przewiduje się, że moc zainstalowana w istniejących elektrowniach wiatrowych na lądzie będzie maleć do roku 2030 ze względu na ich sukcesywne wyeksploatowanie, stąd sumaryczna moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych na lądzie z uwzględnieniem źródeł nowych będzie charakteryzowała się niewielką dynamiką przyrostu i osiągnie, w zależności od zakładanego scenariusza, 6,9 GW [122,128] lub nawet 9,8 GW [73,121].

Udział mocy zainstalowanej w źródłach fotowoltaicznych w KSE charakteryzuje się wyraźną tendencją wzrostową w ostatnich latach, co wynika zarówno z promowania energetyki prosumenckiej, ale również inwestycji w wielkoskalowe farmy fotowoltaiczne, do których należy zaliczyć uruchomione w ostatnich latach elektrownie Zwartowo (204 MW), Brudzew (70 MW), Witnica (64 MW), Wielbark (62 MW) czy Stępień (58 MW) [105]. Transformacja energetyczna w Polsce przewiduje dalszy dynamiczny wzrost udziału fotowoltaiki w strukturze wytwarzania energii elektrycznej, rozwijającej się w obu wymienionych powyżej segmentach. Przewidywane scenariusze

zakładają, że do roku 2040 moc zainstalowana w źródłach fotowoltaicznych osiągnie odpowiednio 9,8 GW [122,128] lub 16 GW [73,121]. Działania w kierunku rozwoju elektrowni fotowoltaicznych niosą za sobą korzystny wpływ na zmniejszenie poziomu emisji zanieczyszczeń w sektorze energetycznym i poprawę deficytu mocy zainstalowanej w KSE. Z drugiej strony, podobnie jak elektrownie wiatrowe, stanowią one źródła niesterowalne, których charakterystyka pracy cechuje się znacznymi fluktuacjami dobowymi. Z tego względu, bez wdrożenia efektywnych technologii magazynowania energii, stosunkowo duży udział OZE może oddziaływać negatywnie na bieżące warunki bilansowania mocy w systemie elektroenergetycznym.

Opisane powyżej działania strategiczne w strukturze wytwarzania KSE determinują konieczność przedsięwzięcia kroków w kierunku budowy struktury magazynowania energii elektrycznej. Aktualnie, rolę magazynów energii w KSE pełnią elektrownie wodne szczytowo-pompowe (ESP), dlatego, ze względu na wysokie zdolności regulacyjne, ich rozwój jest szczególnie istotny z punktu widzenia pracy KSE i możliwości magazynowania energii elektrycznej. Największa z planowanych inwestycji dotyczy ESP Tolkmicko o mocy 1040 MW, zlokalizowanej nad Zalewem Wiślanym [25], z perspektywą uruchomienia w roku 2029. Jedną z planowanych inwestycji jest również wznowienie prac nad zlokalizowaną na Dolnym Śląsku ESP Młoty o mocy zainstalowanej 750 MW. Uruchomienie elektrowni planowane jest na rok 2030, pod warunkiem uzyskania pozytywnych wyników studium wykonalności [117]. Zestawienie istniejących oraz nowych ESP w Polsce przedstawiono w Tabeli 2.4. Poza budową nowych ESP, planowana jest również modernizacja istniejących elektrowni (ESP Żarnowiec, ESP Porąbka Żar, ESP Dychów), celem zwiększenia ich zdolności wytwórczych [135].

Wdrożenie bateryjnych magazynów energii do współpracy z KSE ma swój początek w roku 2016, kiedy uruchomiony został pierwszy w Polsce magazyn energii współpracujący z instalacją fotowoltaiczną, zlokalizowany w Pucku [33]. Od tamtej pory zauważyć można znaczną dynamikę inwestycji w technologii magazynowania. Celem pracy bateryjnych magazynów energii w KSE będzie przede wszystkim zagospodarowywanie nadwyżek energii pochodzącej z OZE i pełnienie funkcji regulacyjnej, zgodnie z profilem bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną w KSE w cyklach krótkookresowych (dobowych lub kilkudniowych), w odróżnieniu od ESP, które mają możliwość pracy w cyklach dłuższych, nawet sezonowych [123]. Aktualnie prace nad wdrożeniem systemowych magazynów energii elektrycznej i ich

integrację z systemem elektroenergetycznym obejmują szereg instalacji, wyszczególnionych w Tabeli 2.5 [30,33,130,146,157]. Planowane inwestycje dotyczą zarówno magazynów współpracujących z lokalnymi źródłami OZE, jak również magazynów zlokalizowanych w sieci przesyłowej lub sieci dystrybucyjnej, przy czym dominującą technologię wśród magazynów energii stanowią baterie litowo-jonowe. Wyjątek stanowi planowany w Kielcach magazyn energii w technologii skroplonego powietrza o mocy 30 MW i pojemności 20 MWh [157]. Zdecydowanie największą z planowanych inwestycji jest magazyn energii w Żarnowcu o mocy 205-269 MW, przewidziany do bilansowania lokalnych farm wiatrowych na lądzie oraz perspektywnie, morskich farm wiatrowych [130]. Sumarycznie przewiduje się, że moc zainstalowana w magazynach energii będzie sukcesywnie wzrastać do nawet 4,95 GW w roku 2040 [122].

Tabela 2.4. Istniejące i planowane elektrownie szczytowo-pompowe w Polsce [25,117,135]

Lp.	Lokalizacja	Moc zainstalowana	Pojemność	Termin uruchomienia/ Planowany termin uruchomienia
<b>Istniejące ESP</b>				
1.	Żarnowiec	780 MW	3 800 MWh	1983 r.
2.	Porąbka-Żar	552 MW	2 015 MWh	1979 r.
3.	Solina	198 MW	39 744 MWh	1966 r.
4.	Żydowo	165 MW	687 MWh	1971 r.
5.	Niedzica	92 MW	12 500 MWh	1997 r.
6.	Dychów	90 MW	224 MWh	1936 r.
<b>Planowane ESP</b>				
1.	Tolkmicko	1040 MW	12 000 MWh	2029 r.
2.	Młoty	750 MW	4 000 MWh	2030 r.
3.	Rożnów II	700 MW	3 500 MWh	2030 r.

Poza wprowadzeniem technologii magazynowania energii, oddziaływanie na profil zapotrzebowania na energię elektryczną u odbiorców końcowych w celu dopasowania do możliwości wytwórczych KSE zakłada dodatkowo rozwój mechanizmów zarządzania stroną popytową DSM (ang. *Demand Side Management*) oraz DSR (ang. *Demand Side Response*). Mechanizmy te obejmują zaangażowanie odbiorców końcowych w aktywne zarządzanie indywidualnym profilem zapotrzebowania w celu redukcji szczytowego zapotrzebowania w KSE i zwiększenia

efektywności energetycznej u odbiorców. Mechanizmy sterowania popytem z punktu widzenia odbiorcy stwarzają korzyści finansowe związane z redukcją bądź przenoszeniem obciążeń w doliny obciążeniowe i realizowane są poprzez programy cenowe, bazujące na wprowadzaniu przez operatorów taryf strefowych, a także programy bodźcowe, wśród których wyróżnić można interwencyjną ofertową redukcję poboru mocy na polecenie OSP [3,112].

Tabela 2.5. Istniejące i planowane bateryjne magazyny energii w Polsce [30,33,130,146,157]

Lp.	Lokalizacja	Moc zainstalowana	Pojemność magazynu	Termin uruchomienia/ Planowany termin uruchomienia
<b>Istniejące bateryjne magazyny energii</b>				
1.	Puck	0,75 MW	1,5 MWh	2016 r.
2.	Rzepedź	2,1 MW	4,2 MWh	2020 r.
3.	Bystra	6 MW	27 MWh	2021 r.
4.	Żar	0,5 MW	0,75 MWh	2021 r.
5.	Cieszanowice	3,16 MW	770 MWh	2022 r.
<b>Planowane bateryjne magazyny energii</b>				
1.	Żarnowiec	min. 205 MW	min. 820 MWh	bd
2.	Lubachów	0,5 MW	0,5 MWh	
3.	Karnice II	11 MW	22 MWh	
4.	Bukowo	26 MW	52 MWh	
5.	Lotnisko	23 MW	46 MWh	
6.	Czernikowo	1 MW	2 MWh	
7.	Bełchatów	1 MW	1 MWh	
8.	Kamieńsk	10 MW	20 MWh	
9.	Galicja	4 MW	bd	
10.	Hańcza	20 MW		
11.	Orla	10 MW		
12.	Małopolska	124 MW		
13.	Podkarpacie	21 MW		
				2027
				2027

Jeżeli chodzi o wzrost znaczenia biomasy i biogazu, prognozowane jest wykorzystanie tych paliw głównie w ciepłownictwie, jednakże wysokosprawne technologie skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła (kogeneracja) przyczynią się również do zwiększenia ich udziału w sektorze elektroenergetycznym. Ze względu na mniejszy wpływ energetycznego spalania biomasy na środowisko,

w porównaniu do energetycznego spalania węgla i stabilną pracą źródeł biomasowych, istnieje możliwość zaplanowania pracy tych źródeł w podstawie obciążenia systemu elektroenergetycznego, jako wsparcie elektrowni jądrowych. Jednocześnie kładzie się nacisk na wykorzystanie lokalnego potencjału biomasy w taki sposób, aby uniknąć negatywnych efektów środowiskowych i ekonomicznych, związanych z transportem paliw [122]. Z kolei instalacje biogazowe, z punktu widzenia charakteru pracy w KSE, dedykowane są do pełnienia roli regulacyjnej ze względu na wysoką elastyczność pracy, na który nakłada się dodatkowo pozytywny aspekt w postaci zdolności magazynowania biogazu z możliwością zagospodarowania nadwyżek energii pochodzącej z OZE.

Proponowany rozwój energetyki wodnej w KSE koncentruje się na zwiększeniu wykorzystania dostępnego potencjału hydroenergetycznego, który aktualnie wynosi ok. 25% [73,122,123]. Spośród elektrowni wodnych, najwyższe zdolności regulacyjne mają elektrownie szczytowo-pompowe (ESP), jak opisano wcześniej. Ze względu na potencjał regulacyjny przepływowych elektrowni wodnych (mniejszy niż ESP), prognozy [73,122] zakładają możliwość ich wykorzystania na potrzeby bieżącego bilansowania systemu. Istotna rola w rozwoju wykorzystania potencjału hydroenergetycznego rozpatrywana jest również dla małych elektrowni wodnych i możliwości wykorzystania istniejących budowli hydrotechnicznych, takich jak jazy i zapory, po rewitalizacji piętrzeń wodnych, zagospodarowując je jako elektrownie niskospadowe, z uwzględnieniem przepływu nienaruszalnego [21]. Autorzy publikacji [131] wskazują, że Polska jest drugim po Francji krajem europejskim pod względem liczności budowli hydrotechnicznych, które mogą zostać zagospodarowane jako małe elektrownie wodne.

W przedstawianych scenariuszach transformacji energetycznej zmniejszenie wpływu energetyki na środowisko uwzględnia również inwestycje w rozwój gospodarki wodorowej ze szczególnym uwzględnieniem wodoru niskoemisyjnego i odnawialnego, zgodnie z *Polską Strategią Wodorową do roku 2030 z perspektywą do roku 2040* [124]. Rozwój gospodarki wodorowej z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego wiąże się bezpośrednio z postępującymi zmianami w strukturze wytwarzania energii elektrycznej, ponieważ zakłada się, że energia elektryczna wykorzystywana do produkcji wodoru będzie pochodziła ze źródeł OZE lub źródeł niskoemisyjnych. Budowa kompleksowej niskoemisyjnej gospodarki wodorowej będzie miała znaczenie strategiczne dla bilansowania systemu elektroenergetycznego z dużym udziałem



niestabilnych, niesterowalnych źródeł OZE, ze względu na możliwość pełnienia roli magazynu energii pochodzącej z tychże źródeł [121,123,124]. Potencjał rozwojowy do wykorzystania niskoemisyjnego wodoru w KSE mają w takiej perspektywie ogniwa paliwowe, możliwe do zaadaptowania również w instalacjach kogeneracyjnych. Szacuje się, że w perspektywie roku 2030, przy założonym tempie postępu technologicznego, możliwe będzie zagospodarowanie 2-4 GW mocy ze źródeł OZE do produkcji niskoemisyjnego wodoru [122].

Prowadzone prace modernizacyjne dla wyeksploatowanych bloków węglowych aktualnie obejmują również zastępowanie ich blokami gazowo-parowymi, czego przykładem mogą być inwestycje realizowane dla elektrowni i elektrociepłowni wyszczególnionych w Tabeli 2.6, z perspektywą realizacji w ciągu najbliższych 5 lat. Z punktu widzenia mocy zainstalowanej w systemie elektroenergetycznym, zastępowanie jednostek węglowych układami gazowo-parowymi elektrowni związane jest z utrzymywaniem wysokiej koncentracji mocy w elektrowniach. W porównaniu z blokami węglowymi, bloki gazowo-parowe charakteryzują się wyższą sprawnością wytwarzania mocy elektrycznej, dwukrotnie niższym wskaźnikiem emisji CO<sub>2</sub>, niższą emisyjnością zanieczyszczeń do powietrza, a dodatkowo długim czasem wykorzystania mocy znamionowej i wysoką elastycznością pracy, co stanowi szczególnie istotny aspekt ze względu na perspektywę dynamicznego rozwoju źródeł OZE, będącymi jednostkami o stochastycznym charakterze pracy. Poza rozwojem źródeł gazowo-parowych w systemie elektroenergetycznym, planowane inwestycje obejmują również analogiczne modernizacje węglowych bloków ciepłowniczych, czego przykładem mogą być prace prowadzone w EC Żerań, EC Czechnica, EC Gdynia czy EC Karolin [31,114]. Natomiast planowane jednostki gazowe, szczególnie te niewyposażone w technologie wychwytywania i składowania dwutlenku węgla, mają pełnić rolę interwencyjnych źródeł rezerwowych o krótkim czasie wykorzystania mocy zainstalowanej, na potrzeby pokrywania deficytu mocy generowanej z OZE dla poprawy bezpieczeństwa i stabilności systemu oraz w stanach awaryjnych. Zakłada się, że nowobudowane jednostki gazowe mają być w przyszłości technicznie przystosowane do współspalania wodoru [123].

Tabela 2.6. Planowane bloki gazowo-parowe w Polsce [31,114]

Lp.	Lokalizacja	Zainstalowana moc elektryczna	Planowany termin realizacji
1.	Dolna Odra	dwa bloki po 700 MW	2023 r.
2.	Ostrołęka	750 MW	2025 r.
3.	Grudziądz	560 MW	2025 r.
4.	Gdańsk	456-600 MW	2026 r.
5.	Rybnik	882 MW	2026 r.
6.	Adamów	400-600 MW	2026 r.

Opisane działania rozwojowe mają na celu stopniowe zastępowanie odstawianych elektrowni konwencjonalnych w sposób warunkujący spełnienie bilansu mocy w systemie, jak również znaczne ograniczenie krajowej emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń powietrza. Inwestycje w rozwój nowych źródeł wytwórczych w KSE będą skutkowały koniecznością rozbudowy sieciowej infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej, co stanowi jeden z podstawowych aspektów strategii rozwojowych, ujętych w opracowanym przez PSE *Planie rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032* [121]. Rozbudowa infrastruktury sieciowej będzie dotyczyła szczególnie obszaru północnej Polski, ze względu na postępujący rozwój źródeł wytwórczych w tym rejonie w zakresie energetyki wiatrowej, morskiej energetyki wiatrowej oraz technologii magazynowania energii.

Prezentowane scenariusze zmian w strukturze wytwarzania energii elektrycznej stanowią podstawę do prowadzonych w literaturze analiz techniczno-ekonomicznych, obejmujących również aspekty środowiskowe, legislacyjne i społeczne [80] w kontekście pracy systemu elektroenergetycznego oraz optymalnej lokalizacji źródeł wytwórczych [101,152], a także źródeł mocy biernej [119]. Nowa struktura wytwarzania energii elektrycznej w Polsce, poza analizami funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w stanie normalnym, będzie wymagała szczegółowych analiz i scenariuszy postępowania w stanach awaryjnych systemu elektroenergetycznego, szczególnie na wypadek awarii katastrofalnych.

### **3. ROZLEGŁE AWARIE W SYSTEMACH ELEKTROENERGETYCZNYCH**

#### **3.1. CHARAKTERYSTYKA AWARII W SYSTEMACH ELEKTROENERGETYCZNYCH**

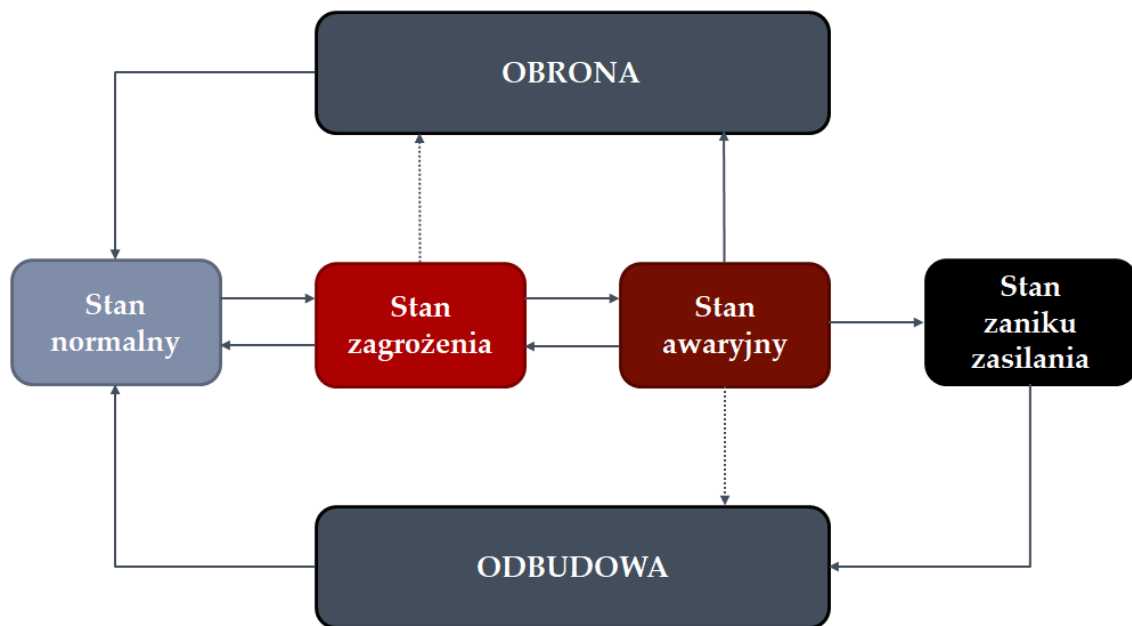
W wyniku poważnego zakłócenia bilansu mocy pomiędzy generacją a zapotrzebowaniem, system elektroenergetyczny narażony jest na występowanie rozległych awarii, skutkujących nawet całkowitym zanikiem zasilania. Z punktu widzenia rozwoju awarii w systemie elektroenergetycznym, a tym samym zmiany parametrów oraz możliwych działań operatorskich, wyróżnia się cztery charakterystyczne stany pracy systemu elektroenergetycznego [34]:

- stan normalny,
- stan zagrożenia/alarmowy,
- stan awaryjny,
- stan zaniku zasilania.

Charakterystyka poszczególnych stanów systemu elektroenergetycznego została zestawiona w Tabeli 3.1. Ze względu na stopniowe narastanie zagrożenia, ryzyko wystąpienia awarii systemowej ma charakter postępujący. Działania OSP i OSD mające na celu zapobieżenie wystąpienia awarii systemowej wdrażane są w postaci środków obrony w stanie zagrożenia oraz stanie awaryjnym, w celu powrotu do stanu normalnego. Przywrócenie normalnego stanu pracy po wystąpieniu awarii, ze względu na dynamicznie postępujący rozwój awarii po przekroczeniu krytycznych parametrów systemu elektroenergetycznego, możliwe jest jedynie przy użyciu dostępnych strategii odbudowy, realizowanych przez OSP. Schemat powrotu do stanu normalnego na poszczególnych etapach rozwoju awarii systemowej przedstawiono na Rysunku 3.1.

Tabela 3.1. Możliwe stany systemu elektroenergetycznego [34,75,111,185]

Stan systemu elektroenergetycznego	Charakterystyka	Odchyłka częstotliwości systemowej $\Delta f = f - f_n$
Stan normalny	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Stan n-0; spełniona jest reguła n-1</li> <li>• Brak zagrożenia dla prawidłowej pracy systemu elektroenergetycznego</li> <li>• Parametry systemu (napięcie, częstotliwość, rozpiętość mocy) mieszczą się w dopuszczalnych granicach</li> <li>• Spełniony jest bilans mocy elektrycznej w zakresie generacji i zużycia</li> <li>• Dostępna jest rezerwa regulacyjna</li> </ul>	$\Delta f < 50 \text{ mHz}$
Stan zagrożenia	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Stan n-1</li> <li>• Stabilna praca KSE</li> <li>• Parametry systemu mieszczą się w dopuszczalnych granicach, jednak wyłączenie jednego z kluczowych elementów systemu spowoduje istotne zaburzenie parametrów systemu</li> <li>• Zwiększone ryzyko awarii systemowej</li> <li>• Powrót do stanu normalnego wymaga wdrożenia środków obrony KSE</li> </ul>	$\Delta f = (50 \div 200) \text{ mHz}$
Stan awaryjny	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Utrata stabilności systemu</li> <li>• Parametry systemu elektroenergetycznego przekraczają dopuszczalne granice</li> <li>• Zagrożenie stabilnej pracy dla sąsiednich systemów elektroenergetycznych</li> <li>• Powrót do stanu normalnego wymaga wdrożenia środków obrony lub odbudowy KSE</li> <li>• Nieskuteczne działania w kierunku przywrócenia dopuszczalnych parametrów pracy systemu prowadzą do awarii systemowej</li> </ul>	$\Delta f > 200 \text{ mHz}$
Stan awarii systemowej	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zanik zasilania w całym systemie elektroenergetycznym bądź znacznej jego części przez minimum 3 minuty</li> <li>• Utrata zasilania dla przynajmniej 50% aktualnego zapotrzebowania na obszarze OSP</li> <li>• Zagrożenie stabilnej pracy dla sąsiednich systemów elektroenergetycznych</li> <li>• Uruchomienie procedur w kierunku odbudowy KSE poprzez stopniowe przywracanie zasilania i resynchronizację systemu</li> </ul>	$\Delta f > 2500 \text{ mHz}$



Rys. 3.1. Schemat powrotu do stanu normalnego systemu elektroenergetycznego z wykorzystaniem planów obrony i odbudowy. Opracowanie własne na podstawie [34,111].

Z punktu widzenia narastania zagrożenia awarią systemową, rosnący poziom niezbilansowania mocy w systemie pomiędzy generacją a zapotrzebowaniem w wyniku postępujących wyłączeń elementów systemu elektroenergetycznego (jednostki wytwórcze, linie, stacje transformatorowe) będzie związany z pojawieniem się deficytu mocy generowanej w źródłach wytwórczych. Konsekwencją takiej sytuacji jest rozwijający się w czasie spadek częstotliwości systemowej poniżej wartości znamionowej 50 Hz. Na poszczególnych etapach dynamicznego spadku częstotliwości, możliwa jest implementacja środków obrony przez OSP w porozumieniu z odpowiednimi OSD. Cechą charakterystyczną rozwijającej się awarii systemowej jest jej dwuetapowość [75,186]. Faza pierwsza związana jest ze stopniowym narastaniem zagrożenia i zmianami częstotliwości systemowej  $\Delta f < 200$  mHz. Dostępne środki powrotu do stanu normalnego na tym etapie obejmują [57,75,140]:

- plany ograniczeń dostaw i poboru energii elektrycznej – ograniczenia deficytowe wprowadzane dla odbiorców ze znacznym wyprzedzeniem, po uprzednich ustaleniach z odpowiednim OSD;
- ograniczenia awaryjne – wyłączenie 15% zapotrzebowania w czasie 1 godziny od chwili wydania polecenia; określone są w stopniach A1-A9;
- ograniczenia katastrofalne – wyłączenie 15% zapotrzebowania w czasie 30 minut od chwili wydania polecenia; określone są w stopniach SK1-SK3;

- wydzielanie zbilansowanych fragmentów systemu elektroenergetycznego.

W przypadku nieskutecznej obrony KSE w stanie zagrożenia, następuje druga faza rozwoju awarii, związana z dynamicznie postępującymi zmianami częstotliwości, dlatego kluczowym aspektem w zakresie obrony KSE jest wówczas szybkość i skuteczność podejmowanych działań. Ze względu na ograniczone działania operatorskie i konieczność wyeliminowania ludzkiego czynnika ryzyka w procesach łączeniowych, na tym etapie dominuje wdrażanie automatycznych środków obrony KSE, takich jak [43,57,75,140]:

- aktywacja dostępnej regulacji pierwotnej jednostek wytwórczych;
- wyłączenie elektrowni szczytowo-pompowych z pracy pompowej;
- zmiana trybów pracy jednostek wytwórczych z regulacji mocy na regulację obrotów w oparciu o regulator z członem proporcjonalnym;
- automatyka samoczynnego częstotliwościowego odciążania (SCO) – wyłączenie fragmentów systemu elektroenergetycznego przy dynamicznym spadku częstotliwości; zakres I – V stopni SCO;
- automatyka przeciwkołysaniowo-odciążająca (APKO);
- sieciowa automatyka przeciwprzepięciowa (APP);
- uruchomienie elektrowni szczytowo-pompowych do pracy generatorowej jako źródła szybkich rezerw mocy.

Nieskuteczne działania w kierunku powrotu do stanu normalnego lub brak technicznych możliwości realizacji efektywnego procesu obrony KSE, prowadzą do wystąpienia awarii systemowej, skutkującej całkowitym lub częściowym brakiem zasilania w KSE.

### 3.2. ANALIZA STATYSTYCZNA AWARII KATASTROFALNYCH W SYSTEMACH ELEKTROENERGETYCZNYCH

Rozległe awarie systemowe są zjawiskiem występującym w systemach elektroenergetycznych na całym świecie. Na potrzeby analizy statycznej zebrano 180 największych rozległych awarii systemowych, mających miejsce w latach 1965-2022 [6,24,35,53,85,149,151,169,180,186], dla których przeanalizowano i zebrano dane dotyczące:

- daty i miejsca wystąpienia awarii,
- liczby osób dotkniętych awarią,
- czasu trwania awarii systemowej,
- bezpośrednich przyczyn wystąpienia awarii.

Z punktu widzenia liczby ludności dotkniętych awarią, aż 110 spośród zebranych awarii objęło zasięgiem ponad 1 mln osób. Największe awarie w systemach elektroenergetycznych ze względu na liczbę ludności pozbawionej zasilania zestawiono w Tabeli 3.2, natomiast w Tabeli 3.3 przedstawiono przykłady awarii, które skutkowały największym zasięgiem w skali danego kraju, tzn. kolapsem całego systemu elektroenergetycznego z ewentualnym funkcjonowaniem obszarów, które zostały wydzielone do pracy wyspowej.

Na podstawie przedstawionych przykładów awarii w systemach elektroenergetycznych można zauważyć, że skala zjawiska wykazuje charakter ogólnosiwiatowy, a ze względu na różnorodność przyczyn awarii, ich występowanie jest nieuniknione [151]. Awarie katastrofalne zebrane w Tabeli 3.3 w szczególności dotyczyły systemów elektroenergetycznych, które wykazują znaczny udział w pokrywaniu obciążeń importem energii elektrycznej. Dodatkowe czynniki w postaci wyeksploatowanej infrastruktury systemu elektroenergetycznego czy ekstremalnych warunków atmosferycznych znacznie zwiększają ryzyko wystąpienia rozległych awarii systemowych. Nie bez znaczenia pozostaje również czas usunięcia skutków awarii i przywrócenie zasilania w całym systemie elektroenergetycznym. Skoordynowane działania służb dyspozytorskich i dostępne zasoby wytwórcze pozwalają na stosunkowo szybki powrót do stanu normalnego, jednak największe wyzwanie stanowi odbudowa zdolności wytwórczych w systemach, w których doszło do poważnych uszkodzeń infrastruktury sieciowej, np. wskutek katastrof naturalnych (huragany, burze śnieżne, trzęsienia ziemi) czy uszkodzeń linii transgranicznych dla systemów uzależnionych od

importu energii elektrycznej. W takiej sytuacji czas przywrócenia zasilania nie jest przedstawiany w godzinach lecz w skali dni lub nawet tygodni, jak przedstawiono na Rysunku 3.2.

*Tabela 3.2. Największe awarie w systemach elektroenergetycznych ze względu na liczbę ludności pozbawionej zasilania*

Lp.	Kraj	Data	Liczba osób dotkniętych awarią [mln]	Zasięg awarii w odniesieniu do całkowitej liczby ludności danego kraju
1.	Indie	31.07.2012	670	54,2%
2.	Indie	02.01.2001	230	21,3%
3.	Pakistan	09.01.2021	210	100%
4.	Pakistan	24.09.2006	160	100%
5.	Bangladesz	01.11.2014	150	88,7%
6.	Pakistan	26.01.2015	140	66,4%
7.	Bangladesz	04.10.2022	140	80,0%
8.	Wyspa Java i miasto Jakarta	04.08.2019	100	71,2%
9.	Chiny	27.09.2021	100	7,5%
10.	Brazylia i Paragwaj	10.11.2009	97	48,5%
11.	Turcja	31.03.2015	70	89,8%
12.	Włochy	28.09.2003	57	100%
13.	Brazylia	04.02.2011	53	24,7%
14.	USA i Kanada	14.08.2003	50	15,5%
15.	Brazylia	21.03.2018	47,8	22,5%

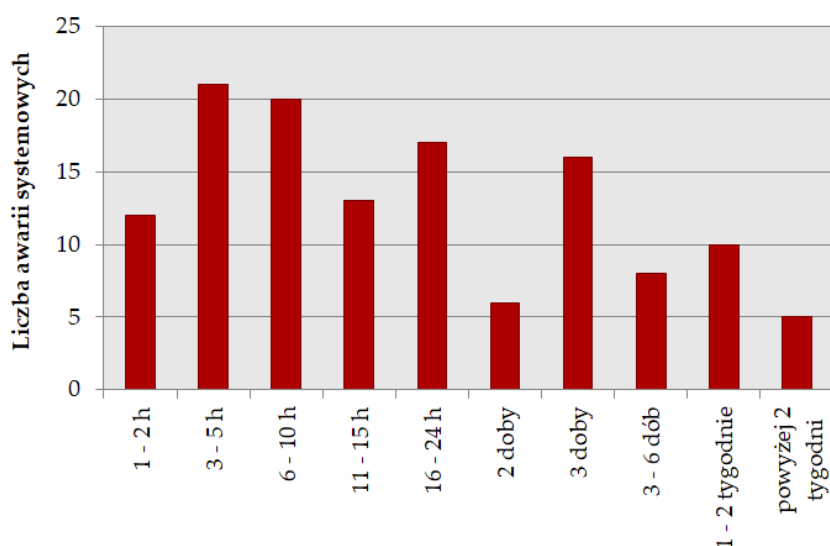
*Tabela 3.3. Największe awarie w systemach elektroenergetycznych ze względu na zasięg w skali kraju*

Lp.	Kraj	Data	Zasięg awarii w odniesieniu do całkowitej liczby ludności danego kraju	Czas odbudowy zasilania	Przyczyna awarii
1.	Włochy	28.09.2003	100%	5-14 h	zwarcie do drzew na linii transgranicznej Włochy-Szwajcaria; przeciążenia kolejnych linii doprowadziły do deficytu mocy w systemie włoskim i utraty synchronizmu z UCTE
2.	Pakistan	24.09.2006	100%	5-6 h	brak rezerw mocy oraz nieskompensowane dwie linie 500 kV



Lp.	Kraj	Data	Zasięg awarii w odniesieniu do całkowitej liczby ludności danego kraju	Czas odbudowy zasilania	Przyczyna awarii
3.	Kolumbia	26.04.2007	98%	5 h	uszkodzenie zabezpieczenia łącznika między szynami stacji 230 kV
4.	Zanzibar	20.05.2008	100%	miesiąc	przerwanie kabla podmorskiego pomiędzy Zanzibarem a Tanzanią spowodowało deficyt mocy w systemie
5.	Zanzibar	10.12.2009	100%	miesiąc	
6.	Chile	14.03.2010	90%	1-4 h	trzęsienie ziemi powodujące uszkodzenia infrastruktury sieciowej oraz przeciążenie transformatora w centralnym rejonie kraju
7.	Cypr	04.04.2012	100%	5 h	awaria i wyłączenie olejowego bloku elektrowni spowodowało deficyt mocy w systemie i kaskadowe wyłączenia elementów systemu elektroenergetycznego
8.	Bangladesz	01.11.2014	89%	12 h	awaria linii transgranicznej 400 kV z Indiami spowodowała deficyt mocy w systemie
9.	Turcja	31.03.2015	90%	7 h	przeciążenie linii 400 kV spowodowało niespełnienie kryterium n-1, na co nałożyły się pogorszone warunki wymiany transgranicznej ze względu na remont linii
10.	Puerto Rico	20.09.2017	100%	miesiąc	huragan Maria; rozległe uszkodzenia infrastruktury sieciowej
11.	Sudan	10.01.2018	100%	seria blackoutów; infrastruktura krytyczna została zasilona w ciągu 72 h	seria występujących po sobie blackoutów i awarii sieciowych, a także awarii systemów komunikacyjnych i zaopatrzenia w wodę; oficjalne przyczyny awarii nie są znane, jednak sugeruje się działanie intencjonalne
12.		21.01.2018			
13.		27.02.2018			
14.	Azerbejdżan	03.07.2018	94%	8 h	przeciążenie w systemie przesyłowym wskutek wysokich temperatur
15.	Wenezuela	07.03.2019	100%	tydzień	awaria w elektrowni wodnej, a dodatkowo uszkodzenie trzech linii 765 kV, prawdopodobnie wywołane pożarem; zły stan infrastruktury sieciowej i/lub akty
16.	Wenezuela	25.03.2019	100%	3 dni	

Lp.	Kraj	Data	Zasięg awarii w odniesieniu do całkowitej liczby ludności danego kraju	Czas odbudowy zasilania	Przyczyna awarii
					sabotażu spowodowały początek serii blackoutów
17.	Wyspa Teneryfa (Hiszpania)	29.09.2019	100%	9 h	awaria w stacji elektroenergetycznej oraz wyłączenie jednej z elektrowni
18.	Pakistan	09.01.2021	100%	12 h	zwarcie na stacji elektroenergetycznej oraz awaria w elektrowni na południu kraju spowodowały spadek częstotliwości i kaskadowe wyłączenia w systemie
19.	Jordania	21.05.2021	100%	3 h	przeciążenie linii transgranicznej z Egiptem poprzez eksperymentalne obciążenie stacji elektroenergetycznej, skutkujące zadziałaniem zabezpieczeń podczęstotliwościowych
20.	Bangladesz	04.10.2022	80%	13 h	awaria sieciowa, deficyt mocy w systemie ze względu na ceny energii; zapotrzebowanie w systemie trzykrotnie przekraczało dostępną generację mocy



Rys. 3.2. Zestawienie czasu przywrócenia zasilania po rozległej awarii w systemie elektroenergetycznym.

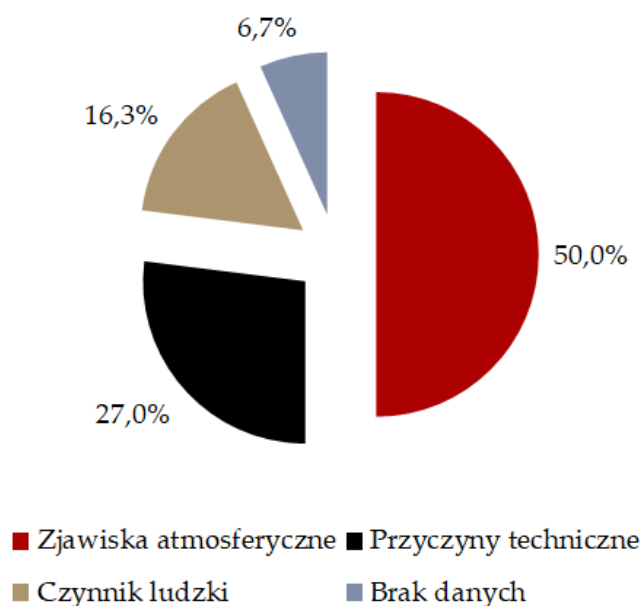
Analiza minionych awarii systemowych pozwoliła na sprecyzowanie przyczyn ich powstawania, które przedstawiono w Tabeli 3.4. Zebrane czynniki inicjujące awarie w systemach elektroenergetycznych uogólniono do trzech głównych grup:

- przyczyny wynikające z warunków atmosferycznych,
- przyczyny techniczne, związane z infrastrukturą wytwórczą i/lub siecią,
- przyczyny ludzkie, wynikające z błędnych lub celowych działań.

Na Rysunku 3.3 przedstawiono procentowy udział powyższych rodzajów przyczyn rozległych awarii w systemach elektroenergetycznych, zgodnie z którym można zauważyć, że za połowę awarii odpowiadają czynniki atmosferyczne.

*Tabela 3.4. Pierwotne przyczyny rozległych awarii w systemach elektroenergetycznych*

Lp.	Przyczyna awarii	Liczba awarii	Rodzaj przyczyny awarii
1.	Tajfun/huragan/cyklon	21	Czynniki atmosferyczne
2.	Burza	17	
3.	Burza śnieżna	12	
4.	Porywisty wiatr	11	
5.	Wysoka temperatura	11	
6.	Szadź	5	
7.	Trzęsienie ziemi	4	
8.	Derecho	4	
9.	Osuwisko skalne	2	
10.	Ingerencja zwierząt	1	
11.	Burza geomagnetyczna	1	
12.	Przeciążenia linii przesyłowych (również transgranicznych)	14	Czynniki techniczne
13.	Awaria stacji elektroenergetycznej	10	
14.	Awaria w obrębie elektrowni	7	
15.	Awaria automatyki zabezpieczeniowej	5	
16.	Uszkodzenie urządzeń z powodu pożaru	5	
17.	Niekontrolowany deficyt mocy wytwórczych	4	
18.	Deficyt paliwa	3	
19.	Przypadkowe uszkodzenie infrastruktury elektroenergetycznej	9	
20.	Błąd operatorski	7	
21.	Działanie intencjonalne - akt wandalizmu lub sabotażu	6	
22.	Zaniedbanie eksploatacyjne	4	
23.	Cyberatak na system operatorski	2	
24.	Nagły wzrost zapotrzebowania na moc w systemie	1	
25.	Nieustalone przyczyny/brak danych	14	Brak danych

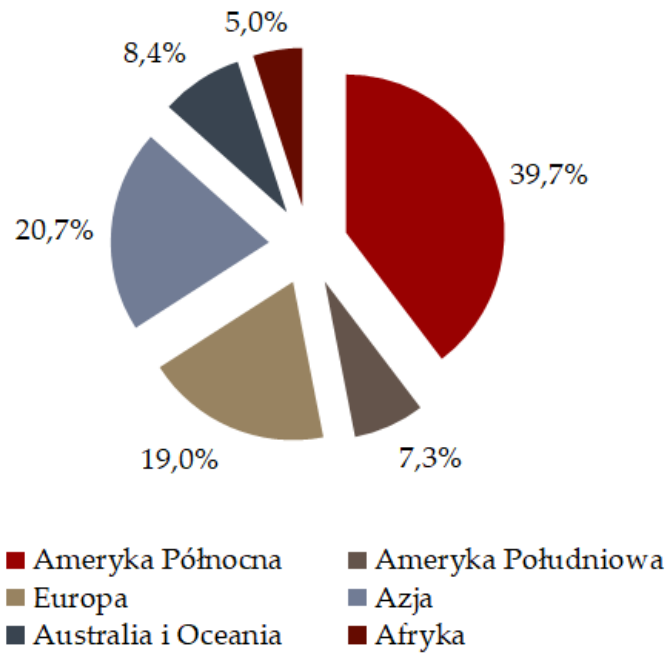


Rys. 3.3. Przyczyny rozległych awarii w systemach elektroenergetycznych.

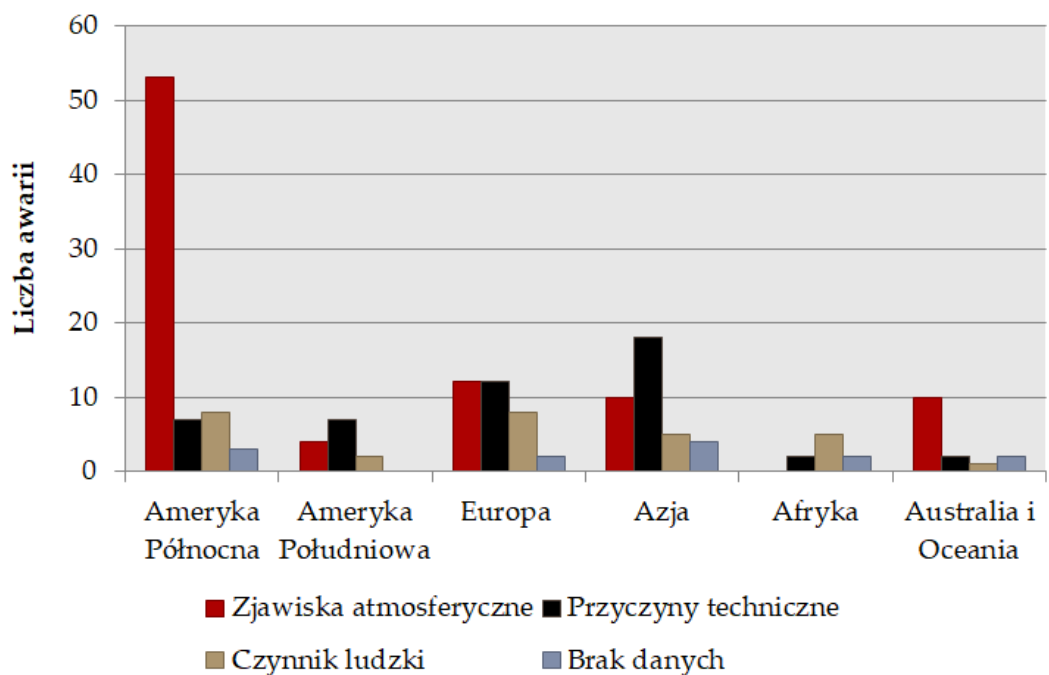
Na Rysunku 3.4 przedstawiono zestawienie analizowanych awarii w systemach elektroenergetycznych ze względu na ich lokalizację. Na podstawie zaprezentowanych udziałów procentowych można zauważyć, że awarie systemowe statystycznie najczęściej dotyczyły systemy elektroenergetyczne w Ameryce Północnej. Biorąc pod uwagę bezpośrednie przyczyny awarii, można stwierdzić, że przyczyną takiej zależności jest terytorialna rozległość systemów USA i Kanady oraz stosunkowo częste narażenie na sezonowe występowanie ekstremalnych zjawisk atmosferycznych, takich jak huragany, porywisty wiatr czy burze śnieżne, bowiem czynniki atmosferyczne stanowią 75% przyczyn spośród wszystkich awarii systemowych na tym kontynencie (Rys. 3.5). Największy udział czynników technicznych w występowaniu awarii systemowej jest zauważalny w systemach azjatyckich, co wynika w znacznej mierze ze stanu technicznego i stopnia wyeksploatowania urządzeń energetycznych, na które w znacznej liczbie historycznych awarii nakłada się niewystarczalność systemów elektroenergetycznych, a zatem ich uzależnienie od importu energii elektrycznej na zasadzie wymiany transgranicznej.

Dodatkowo, uwagę zwraca swoista sezonowość występowania awarii w systemach elektroenergetycznych, których przyczyny zebrano w skumulowanym ujęciu miesięcznym na Rysunku 3.6. W celu zachowania adekwatnych pór roku, na Rys. 3.6 zestawiono jedynie awarie, jakie wystąpiły na półkuli północnej, tj. w Ameryce Północnej, Europie oraz w Azji. Na podstawie zgromadzonych awarii można zauważyć tendencję do występowania awarii systemowych w miesiącach letnich oraz zimowych,

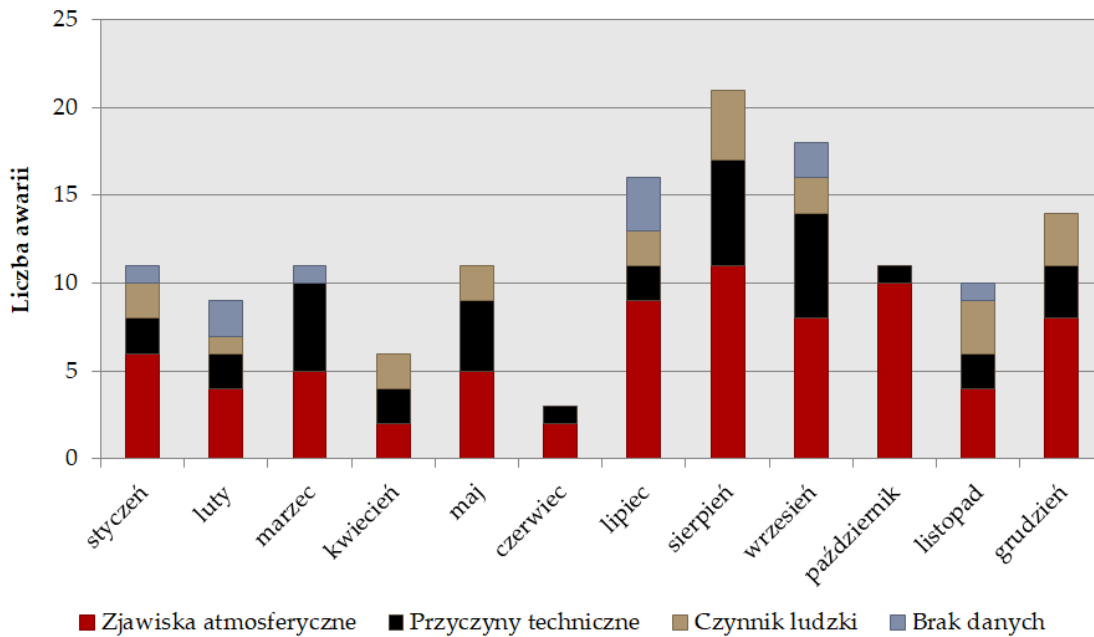
co wyraźnie wynika ze znacznego udziału atmosferycznych przyczyn awarii, ze względu na intensyfikację ekstremalnych zjawisk pogodowych w tych okresach. W miesiącach letnich na zjawiska atmosferyczne nakładają się dodatkowo przeciążenia elementów infrastruktury elektroenergetycznej, często związane w występowaniem wysokich temperatur powietrza.



Rys. 3.4. Struktura lokalizacyjna awarii systemowych na świecie.



Rys. 3.5. Przyczyny awarii systemowych w ujęciu lokalizacyjnym.



Rys. 3.6. Przyczyny awarii systemowych w kontekście sezonowej zmienności.

Jako reprezentatywny przykład katastrofalnej awarii systemowej można przytoczyć całkowity blackout systemu elektroenergetycznego Włoch, który miał miejsce 28.09.2003 roku [35]. Specyfika systemu włoskiego polega na ujemnym saldzie pomiędzy generacją a zapotrzebowaniem na energię elektryczną, stąd bilans w systemie pokrywany jest z wykorzystaniem połączeń transgranicznych. W dniu awarii import energii elektrycznej o godzinie 3:00 wynosił 6 651 MW, co stanowiło około 24% ówczesnego obciążenia, równego 27 702 MW. Import przebiegał przez piętnaście linii przesyłowych o łącznej mocy:

- na granicy francusko-włoskiej 2 212 MW,
- na granicy szwajcarsko-włoskiej 3 610 MW,
- na granicy austriacko-włoskiej 191 MW,
- na granicy słoweńsko-włoskiej 638 MW.

Bezpośrednią przyczyną awarii, inicjującą lawinowy ciąg zdarzeń, było jednofazowe zwarcie do drzew na linii 380 kV Mettlen-Lavorgno (linia transgraniczna na połączeniu Włochy-Szwajcaria) o godzinie 3:01:21, które spowodowało wyłączenie linii, a próba ponownego jej załączenia zakończyła się niepowodzeniem. Przejęcie obciążenia przez pozostałe linie transgraniczne spowodowało zwarcie do drzew i wyłączenie przeciążonej linii Sils-Soazza na granicy z Szwajcarią o godzinie 3:25:21, co pociągnęło za sobą kaskadowe wyłączenia kolejnych linii transgranicznych. W konsekwencji, o godzinie 3:26:24 doszło do całkowitej separacji systemu włoskiego od UCTE z deficytem 24% mocy zapotrzebowanej. Ostatecznie, w wyniku lawinowych

wyłączeń kolejnych elementów systemu elektroenergetycznego na skutek zadziałania zabezpieczeń podczęstotliwościowych, utraty wzbudzenia czy wyłączenia turbiny, o godzinie 3:28:08 spadek częstotliwości poniżej wartości krytycznej 47,5 Hz spowodował pozbawienie zasilania całego kontynentalnego obszaru Włoch. Na podstawie przedstawionego ciągu zdarzeń dla awarii systemu włoskiego, można wyróżnić charakterystyczne dwie fazy rozwoju awarii:

- faza pierwsza – ok. 26 minut – stopniowe narastanie zagrożenia;
- faza druga – ok. 2,5 minuty – kaskadowe wyłączenia; dynamika zmian uniemożliwia działania operatorskie.

Działania w kierunku odbudowy systemu rozpoczęły się niezwłocznie po wystąpieniu awarii. Strategia odbudowy obejmowała w pierwszej kolejności podanie napięcia do systemu włoskiego poprzez sukcesywne przyłączenia linii międzysystemowych na połączeniach z Francją, Szwajcarią oraz Słowenią. W ramach własnej infrastruktury wytwórczej, uruchomione zostały hydrozespoły zdolne do samostartu, które posłużyły jako źródła rozruchowe do uruchomienia części elektrowni konwencjonalnych. Działania te skutkowały przywróceniem zasilania w północnej części Włoch o godzinie 8:00, a w centralnej części ok. godziny 12:00. Przywrócenie zasilania na południu kraju, z powodu deficytu generacji w tym rejonie, było możliwe dzięki wykorzystaniu połączenia linią kablową prądu stałego z systemem Grecji, skutkując przywróceniem zasilania na południu Włoch ok. godziny 17:00. Skuteczny proces odbudowy zdolności wytwórczych po awarii katastrofalnej wskazał jednak na szereg niedogodności na pierwszym etapie realizacji, m.in. nieskuteczny blackstart dla kilku źródeł rozruchowych, problemy w łączności komunikacyjnej między operatorami, a tym samym utrudniona wymiana informacji o stanie systemu, czy też problemy związane z nieskutecznymi operacjami łączeniowymi.

Zgodnie z danymi dotyczącymi historycznych awarii oraz podziałem przyczyn awarii na probabilistyczne oraz deterministyczne przedstawionymi w pracy [42], można zauważyć, że rozwój awarii w systemach elektroenergetycznych wynika z postępujących po sobie kaskadowych zdarzeń [53]. Pierwotna przyczyna awarii, w przypadku braku możliwości podjęcia działań w kierunku obrony systemu, determinuje występowanie kolejnych incydentów w postaci przeciążeń elementów systemu elektroenergetycznego, powodujących zadziałanie urządzeń elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, a w konsekwencji ich lawinowe wyłączenia. Ze względu na fakt, że za zdecydowaną większość awarii odpowiadają

czynniki atmosferyczne, konieczne jest wzmocnienie dostępnych środków obrony systemu elektroenergetycznego oraz jego newralgicznych elementów, celem minimalizacji ryzyka wystąpienia rozległej awarii systemowej. Do stosowanych mechanizmów zaradczych [149], mających na celu uniknięcie wystąpienia awarii można zaliczyć zarówno działania długofalowe, takie jak:

- utrzymanie nadwyżki mocy wymaganej przez OSP,
- dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej,
- dysponowanie skutecznymi planami obrony i odbudowy systemu,
- utrzymywanie zdolności źródeł wytwórczych do pracy wyspowej, pracy wydzielonej lub samorozruchu,
- regularna kontrola i remonty urządzeń energetycznych,
- instalacja wysokiej klasy urządzeń energetycznych oraz systemów monitorowania,
- usuwanie bieżących zagrożeń dla pracy elementów systemu elektroenergetycznego,
- budowa połączeń transgranicznych z sąsiednimi systemami i utrzymywanie na nich rezerw zdolności przesyłowych,
- utrzymywanie niezawodnych systemów komunikacji między operatorami,
- regularne szkolenie wykwalifikowanego personelu,
- utrzymywanie skutecznych procedur operatorskich,

jak również działania bieżące, wprowadzane w miarę rozwoju zagrożenia awarią w systemie, do których można zaliczyć:

- redukcję zapotrzebowania na polecenie OSP (DSR),
- awaryjny zrzut obciążenia,
- wprowadzanie planów ograniczeń deficytowych,
- wprowadzanie planów ograniczeń awaryjnych i katastrofalnych,
- operatorski import na transgranicznych połączeniach,
- przechodzenie źródeł wytwórczych do pracy wyspowej.

Awarie katastrofalne obejmujące zasięgiem całe systemy elektroenergetyczne, z uwagi na konsekwencje gospodarcze, społeczne i ekonomiczne, stanowią najbardziej dotkliwe zagrożenie dla systemów elektroenergetycznych i wymuszają konieczność opracowania strategii odbudowy i ponownej resynchronizacji zasilania w całym systemie, z minimalizacją czasu trwania awarii.



## 4. STRATEGIE DZIAŁAŃ NA WYPADEK AWARII KATASTROFALNEJ SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

### 4.1. AKTUALNE STRATEGIE ODBUDOWY ZDOLNOŚCI WYTWÓRCZYCH

Proces odbudowy zdolności wytwórczych ma miejsce po wystąpieniu awarii katastrofalnej w celu przywrócenia do ruchu jednostek wytwórczych, ich resynchronizację oraz finalnie, przywrócenie zasilania odbiorcom i powrót do normalnego stanu pracy systemu elektroenergetycznego.

Obowiązujące strategie restytucji KSE zostały przedstawione w dokumencie Kodeks NC ER [139] – *Kodeks sieciowy dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych*, którego zapisy zostały odniesione do warunków krajowego OSP w ramach zapisów *Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej* [57], jednocześnie korespondując z dokumentem strategicznym dla operatorów systemów europejskich *ENTSO-E Operation Handbook. P5 – Policy 5: Emergency Operations* [34]. Odpowiedzialność za wdrożenie i realizację planów odbudowy spoczywa na OSP, a plany te są uruchamiane w następujących przypadkach [139]:

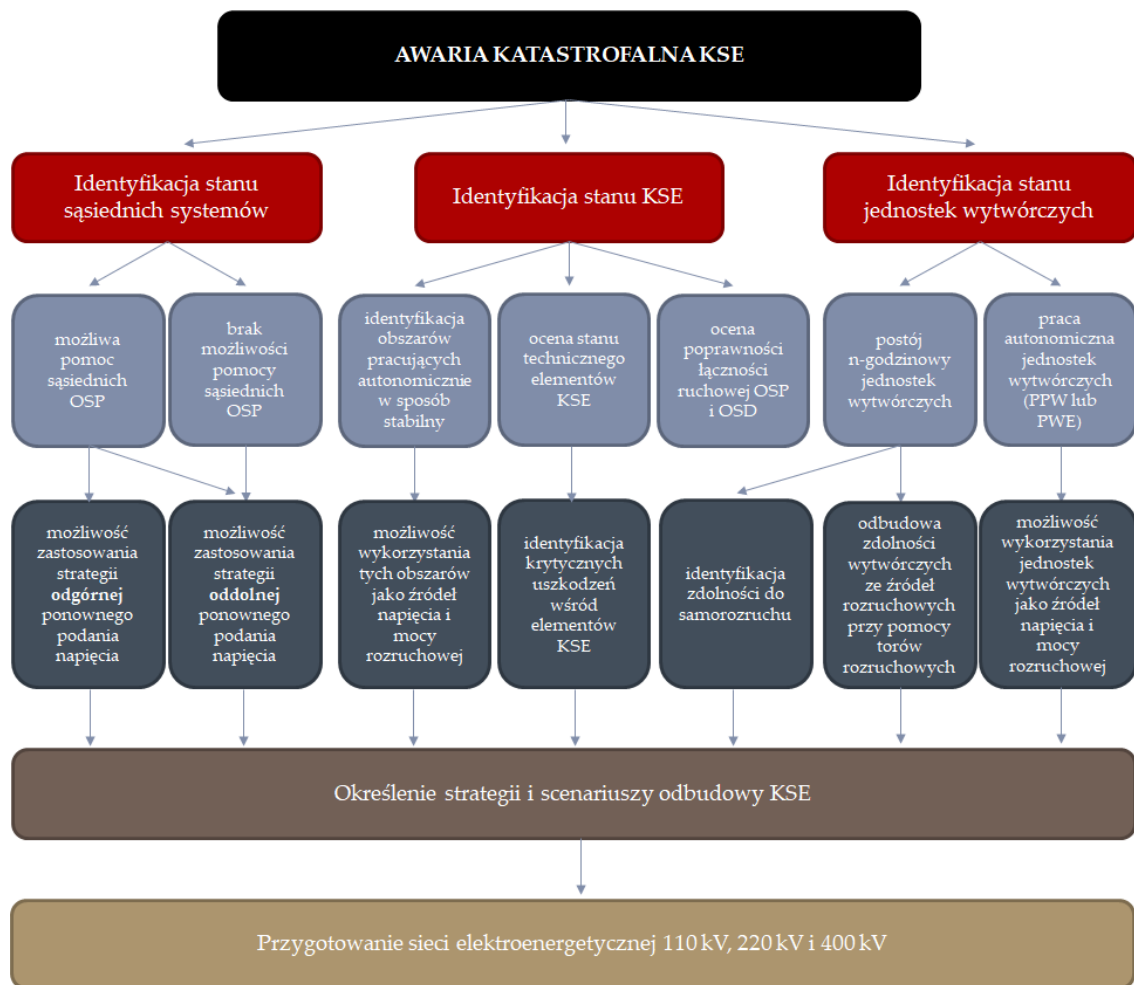
- przejście pracy systemu elektroenergetycznego do stanu zagrożenia,
- zanik zasilania w systemie elektroenergetycznym.

Po wystąpieniu awarii katastrofalnej w KSE, skutkującej zanikiem zasilania w systemie, w pierwszej kolejności konieczne jest przeprowadzenie poniższych czynności przygotowawczych do podjęcia procesu odbudowy [75,110,139].

- 1) Identyfikacja stanu KSE:
  - a) identyfikacja obszarów pracujących autonomicznie z zachowaniem odpowiednich parametrów w zakresie napięcia i częstotliwości;
  - b) określenie stanu technicznego infrastruktury sieciowej oraz jednostek wytwórczych wraz z identyfikacją krytycznych uszkodzeń;
  - c) ocena możliwości prowadzenia operacji łączeniowych z zachowaniem łączności dyspozytorskiej.
- 2) Identyfikacja stanu sąsiednich systemów elektroenergetycznych w kontakcie z odpowiednimi OSP w celu określenia zdolności do zastosowania odgórnej strategii podania napięcia.

- 3) Identyfikacja stanu jednostek wytwórczych, które w zależności od trybu pracy przed wystąpieniem awarii oraz zdolności do pracy autonomicznej mogą znajdować się w następującym stanie:
  - a) postój n-godzinowy bloków elektrowni:
    - i) rezerwa zimna – w przypadku bloków nie pracujących bezpośrednio przed wystąpieniem awarii;
    - ii) rezerwa gorąca – w przypadku bloków, które pracowały bezpośrednio przed wystąpieniem awarii;
  - b) przejście jednostki wytwórczej do pracy na potrzeby własne (PPW);
  - c) przejście jednostki wytwórczej do pracy wydzielonej (PWE).
- 4) Wybór strategii odbudowy przez OSP z uwzględnieniem dostępnych scenariuszy, biorąc pod uwagę:
  - a) ocenę dostępności źródeł w zakresie zdolności do ponownego podania napięcia w swoim obszarze regulacyjnym;
  - b) minimalizację czasu realizacji strategii ponownego podania napięcia oraz przewidywane ryzyko z nimi związane;
  - c) możliwość połączenia odgórnej i oddolnej strategii ponownego podania napięcia.
- 5) Przygotowanie sieci elektroenergetycznej wraz z przygotowaniem torów rozruchowych do elektrowni uruchamianych:
  - a) podział sieci 400 kV i 220 kV wg planów OSP;
  - b) podział sieci na obszary przewidziane do pracy wyspowej w ramach sieci 110 kV wg planów OSP i OSD.

Graficzną interpretację realizacji odbudowy KSE po wystąpieniu awarii katastrofalnej na etapie czynności przygotowawczych oraz procesu odbudowy zgodnie z przyjętą strategią przedstawiono kolejno na Rysunkach 4.1-4.2.

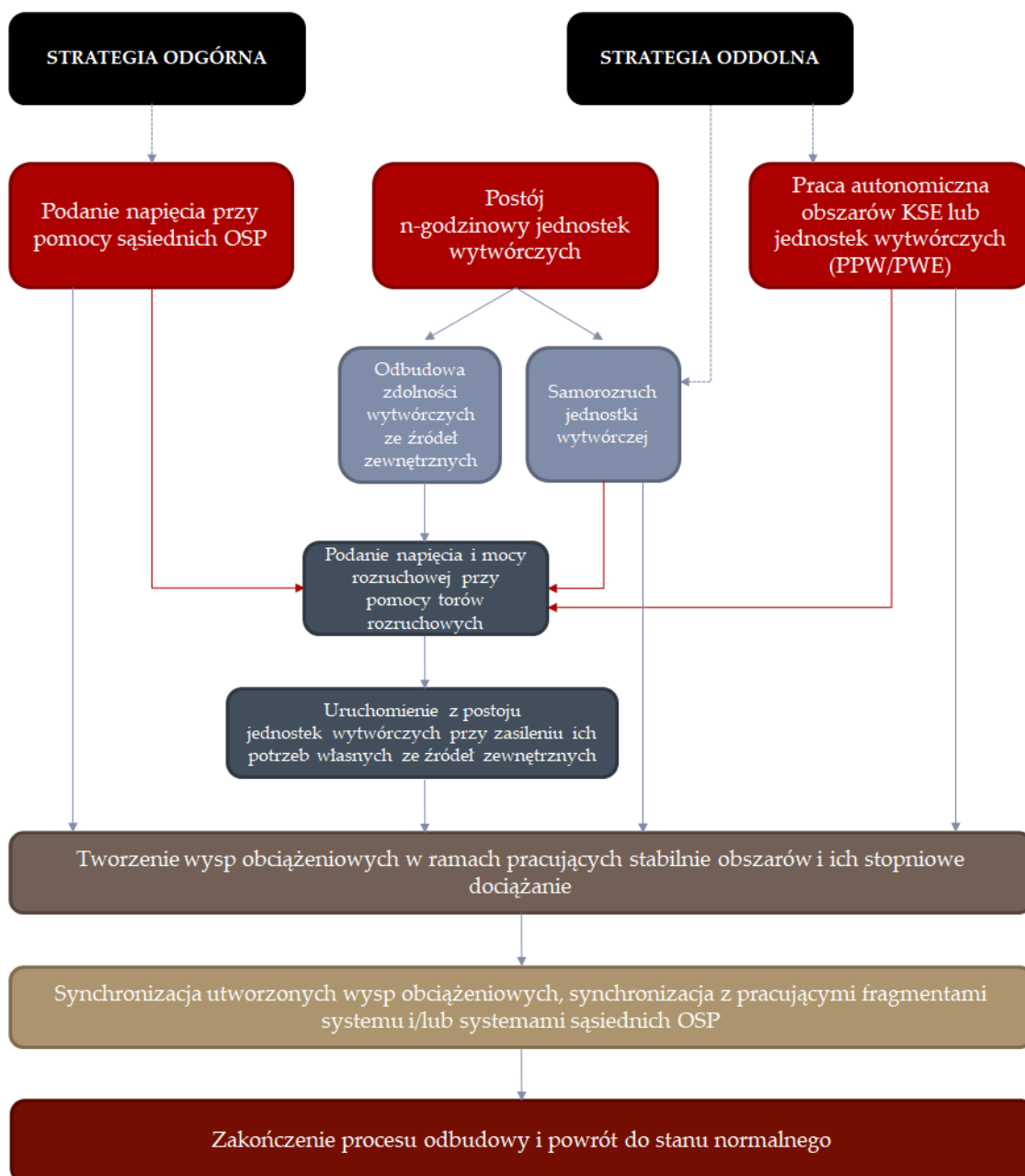


Rys. 4.1. Czynności przygotowawcze do procesu odbudowy po wystąpieniu awarii katastrofalnej. Opracowanie własne na podstawie [75,110,139].

Aktualne plany odbudowy KSE, realizowane poprzez ponowne podawanie napięcia, zakładają dwie główne strategie [139].

Strategia oddolna dotyczy ponownego podania napięcia bez udziału sąsiednich OSP. W tym przypadku źródła napięcia i mocy rozruchowej mogą stanowić [75,110]:

- elektrownie zdolne do samostartu (blackstart, rozruch autonomiczny),
- jednostki wytwórcze, które utrzymały się w pracy na potrzeby własne,
- jednostki wytwórcze, które utrzymały się w pracy wydzielonej z wyspą obciążeniową,
- wydzielone fragmenty KSE, które utrzymały się w pracy synchronicznej.



Rys. 4.2. Proces odbudowy po wystąpieniu awarii katastrofalnej.  
Opracowanie własne na podstawie [75,110,139].

Strategia odgórna obejmuje natomiast ponowne podanie napięcia przy pomocy sąsiednich OSP. Aktualna procedura odgórnego ponownego podawania napięcia w KSE przewiduje w tym przypadku wykorzystanie transgranicznych połączeń wymiany równoległej z systemem elektroenergetycznym Niemiec, Czech i Słowacji lub przy pomocy połączenia nierównoległego z systemem Ukrainy [110]. Zestawienie dostępnych linii rozruchowych na połączeniach międzysystemowych z KSE przedstawiono w Tabeli 4.1.

Tabela 4.1. Dostępne linie transgraniczne na potrzeby realizacji odgórnej strategii odbudowy

System elektroenergetyczny	Nazwa linii	Typ linii	Napięcie znamionowe	Zdolności przesyłowe
Niemcy	Krajnik-Vierraden	dwutorowa	400 kV	2x408 MVA
	Mikułowa-Hagenwerder	dwutorowa	400 kV	2x1386 MVA
Czechy	Wielopole/Dobrzeń-Nosovice/Albrechtice	dwutorowa	400 kV	2x1386 MVA
	Kopanina/Bujaków-Liskovec	dwutorowa	220 kV	2x400 MVA
Słowacja	Iskrzynia-Lemesany	dwutorowa	400 kV	2x831 MVA
Ukraina	Zamość-Dobrotwór	jednotorowa	220 kV	415 MVA

Po przeprowadzeniu czynności przygotowawczych, realizacja procesu odbudowy KSE po wystąpieniu awarii katastrofalnej przebiega zgodnie z poniższym schematem [110,139]:

- 1) wytypowanie źródeł rozruchowym wg strategii oddolnej i/lub odgórnej; w przypadku źródeł zdolnych do samorozruchu – blackstart jednostek wytwórczych;
- 2) tworzenie torów rozruchowych w oparciu o linie 110 kV, 220 kV i 400 kV;
- 3) podanie napięcia i mocy rozruchowej ze źródeł startowych do jednostek bez możliwości przejścia do pracy autonomicznej, które w wyniku awarii zostały wyłączone;
- 4) zapewnienie zasilania potrzeb własnych uruchamianych jednostek wytwórczych;
- 5) tworzenie stabilnie pracujących wysp obciążeniowych poprzez stopniowe dociążanie jednostek wytwórczych przewidzianymi odbiorami;
- 6) synchronizacja wydzielonych z systemu zbilansowanych wysp obciążeniowych, przy czym synchronizacja dwóch wydzielonych wysp obciążeniowych powinna odbywać się przy następujących parametrach:
  - a) wartość częstotliwości powinna mieścić się w granicach 50 Hz  $\pm$  200 mHz;
  - b) różnica częstotliwości nie większa niż 150 mHz;
  - c) różnica modułów napięć nie większa niż 10%;
  - d) maksymalne przesunięcie kątowe 30°;
- 7) resynchronizacja KSE i powrót do normalnego stanu pracy, łącznie z resynchronizacją do systemu ENTSO-E, przy czym zakończenie procesu

odbudowy KSE uznaje się za skuteczne, kiedy jednocześnie spełnione są poniższe warunki:

- a) nastąpił powrót do pracy synchronicznej z siecią połączonych systemów elektroenergetycznych wraz z załączeniem linii transgranicznych;
- b) możliwe jest prowadzenie regulacji częstotliwości w sposób przewidziany dla stanu normalnego KSE;
- c) nastąpiło przywrócenie minimum 90% zapotrzebowania w stosunku do stanu sprzed awarii katastrofalnej.

Skuteczność procesu odbudowy wynika z dysponowania odpowiednimi środkami, do których można zaliczyć:

- dysponowanie planem odbudowy KSE, który jest opracowany i aktualizowany przez OSP we współpracy z OSD i wytwórcami a weryfikowany w próbach systemowych;
- utrzymanie i testowanie źródeł zdolnych do samostartu;
- przystosowanie jednostek wytwórczych do pracy wydzielonej wraz z zapewnieniem możliwości regulacji częstotliwości w układach jedno i wielomaszynowych;
- wyposażenie źródeł wytwórczych w układy awaryjnego zasilania potrzeb własnych – agregaty prądotwórcze, baterie akumulatorów;
- zapewnienie łączności dyspozytorskiej pomiędzy OSP, OSD oraz wytwórcami.

## **4.2. ROLA ŹRÓDEŁ WYTWÓRCZYCH W PROCESIE ODBUDOWY ZDOLNOŚCI WYTWÓRCZYCH**

### **4.2.1. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych uczestniczących w procesie odbudowy zdolności wytwórczych**

Proces odbudowy zdolności wytwórczych angażuje do aktywnego udziału zarówno źródła zdolne do przejścia w tryb pracy wyspowej, jak również źródła zdolne do samostartu, jako jednostki startowe do podania napięcia do źródeł uruchamianych. Aktualnie, świadczenie usług dla OSP w zakresie odbudowy stanowi część umów o świadczeniu usług systemowych. Podstawę prawną stanowi w tym zakresie dokument *Warunki działania w charakterze dostawcy usług w zakresie odbudowy*, zatwierdzony *Decyzją Prezesa URE z dnia 7 czerwca 2019 r., nr DRE.WKP.744.4.4.2018.2019.ZJ [26]* i określa wymagania techniczne, w zakresie zdolności do samostartu dla jednostek wytwórczych uczestniczących w świadczeniu usługi odbudowy KSE na podstawie umowy. Ponadto, warunki przystosowania źródeł do uczestnictwa w planach obrony i odbudowy dotyczą jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej od 50 MW i zostały sprecyzowane w kodeksie sieciowym NC RfG [138], wprowadzonym na mocy *Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci*, a także w IRiESP [57] w obszarze:

- wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych w zakresie zdolności do pracy w układach wydzielonych i pracy wyspowej;
- wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych w zakresie zdolności do rozruchu autonomicznego;
- wymagań dla regulatorów napięć jednostek wytwórczych w zakresie zdolności do realizacji planu obrony systemu lub planu odbudowy;
- wymagań dla regulatorów częstotliwości/prędkości obrotowej jednostek wytwórczych w zakresie zdolności do realizacji planu obrony systemu lub planu odbudowy.

Wybrane wymagania dla jednostek wytwórczych uczestniczących w świadczeniu usługi odbudowy KSE oraz wymagania dla regulatorów napięć i częstotliwości tych jednostek, zawarte w dokumentach [26,57,138], zostały zebrane w Tabeli 4.2.

Tabela 4.2. Wymagania dla jednostek wytwórczych uczestniczących w świadczeniu usługi odbudowy KSE [26,57,138]

Zakres wymagań	Jednostki wytwórcze elektrowni wodnych	Jednostki wytwórcze zasilane paliwami stałymi, ciekłymi lub gazowymi
<b>Zakres świadczenia usługi odbudowy</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zdolność do rozruchu autonomicznego bez zewnętrznego zasilania.</li> <li>• Zdolność do zasilenia potrzeb własnych oraz ogólnych.</li> <li>• Zdolność do regulacji częstotliwości i napięcia w wydzielonym torze rozruchowym oraz podczas pracy wyspowej jednostki.</li> <li>• Zdolność do podania napięcia na wydzielony system szyn rozdzielni przyelektrownianej (rozdzielnia NN i/lub WN, do której przyłączona jest jednostka wytwórcza) w stanie beznapięciowym.</li> <li>• Zdolność do podania napięcia i mocy rozruchowej do innej jednostki wytwórczej celem zasilenia jej potrzeb własnych.</li> <li>• Zdolność do pracy równoległej w wyspowym układzie wielomaszynowym.</li> <li>• Zdolność do synchronizacji z zachowaniem dopuszczalnych parametrów częstotliwości i napięcia.</li> <li>• Zdolność do automatycznej regulacji parametrów w układzie wydzielonym w zakresie regulacji napięcia i częstotliwości: <ul style="list-style-type: none"> <li>○ pracy w trybie PPW/PWE,</li> <li>○ podczas podania napięcia na ciąg rozruchowy,</li> <li>○ podczas pracy w układzie wyspowym jedno lub wielomaszynowym.</li> </ul> </li> <li>• Udostępnienie mocy niezbędnej do zasilania odbiorców, w tym potrzeb własnych i/lub ogólnych podczas odbudowy KSE.</li> </ul>	
<b>Warunki inicjujące rozruch autonomiczny</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zanik napięcia na szynach rozdzielni przyelektrownianej.</li> <li>• Otrzymanie polecenia OSP na dokonanie rozruchu autonomicznego.</li> </ul>	
<b>Wymagany czas podania napięcia na szyny rozdzielni przyelektrownianej</b>	Maksymalnie 15 minut od wystąpienia któregokolwiek z warunków inicjujących samorozruch.	Maksymalnie 60 minut od wystąpienia któregokolwiek z warunków inicjujących samorozruch.
<b>Wymagania techniczno-organizacyjne</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zdolność do wykonania trzech kolejnych samorozruchów w ciągu 60 minut.</li> <li>• Zapewnienie pozostałych mediów niezbędnych do uruchomienia pracy jednostek wytwórczych po zaniku napięcia w KSE.</li> <li>• Zapewnienie pracy instalacji wytwarzania energii bez ograniczeń czasowych innych niż wynikające z parametrów konstrukcyjnych budowli i urządzeń hydrotechnicznych.</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Zdolność do wykonania trzech kolejnych samorozruchów, w tym dwóch w ciągu 120 minut.</li> <li>• Zapewnienie zapasu paliwa rezerwowego niezbędnego do uruchomienia awaryjnego źródła zasilania oraz do wykonania samorozruchu i ciągłej pracy jednostek wytwórczych przez minimum 24 h.</li> <li>• Zapewnienie pozostałych mediów niezbędnych do uruchomienia pracy jednostek wytwórczych po zaniku napięcia w KSE.</li> <li>• Zapewnienie pracy instalacji wytwarzania energii przy niezakłóconym zasilaniu paliwem podstawowym bez ograniczeń czasowych.</li> </ul>	



Zakres wymagań	Jednostki wytwórcze elektrowni wodnych	Jednostki wytwórcze zasilane paliwami stałymi, ciekłymi lub gazowymi
<b>Przewidziany tryb pracy równoległej w procesie odbudowy</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tryb generacji</li> <li>• Tryb kompensacji</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tryb generacji</li> </ul>
<b>Wymagania dla regulatorów turbin</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zdolność do pracy w trybie regulacji prędkości obrotowej, realizowanej przez proporcjonalny regulator prędkości obrotowej lub częstotliwości RO(P), zgodnie z zamodelowaną charakterystyką statyczną.</li> <li>• Zdolność do automatycznej zmiany trybu pracy regulatora z regulacji mocy na tryb regulacji częstotliwości.</li> <li>• Zdolność do przechodzenia w tryb pracy wyspowej z zadaniem poziomem niezbilansowania w chwili inicjowania pracy wyspowej.</li> <li>• Zdolność do automatycznej regulacji częstotliwości zgodnie z ustaloną z OSP charakterystyką statyczną regulatora turbiny: <ul style="list-style-type: none"> <li>○ przy skokowej zmianie obciążenia o 10% mocy osiągalnej,</li> <li>○ zakres dopuszczalnej odchyłki dynamicznej częstotliwości <math>\pm 1</math> Hz wokół częstotliwości zadanej,</li> <li>○ tłumiony charakter oscylacji przy skokowych zmianach obciążenia,</li> <li>○ zakres zadawania częstotliwości bazowej w granicach <math>\pm 1</math> Hz wokół częstotliwości 50 Hz,</li> <li>○ utrzymywanie częstotliwości z dokładnością minimum <math>\pm 200</math> mHz w pobliżu wartości zadanej w stanie ustalonym.</li> </ul> </li> </ul>	
<b>Wymagania dla regulatorów napięcia</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Regulacja napięcia w dopuszczalnym zakresie oraz kompensacja mocy biernej w dopuszczalnym obszarze pracy podczas podania napięcia i ładowania linii oraz podczas przesyłu mocy rozruchowej.</li> <li>• Zapewnienie odpowiedniego poziomu mocy biernej pojemnościowej i indukcyjnej w zakresie zgodnym z wykresem kołowym generatora.</li> <li>• Zapewnienie poprawnego działania regulacji napięcia podczas skokowych przyrostów obciążenia.</li> <li>• Zdolność do pracy w trybie automatycznej regulacji napięcia w całym dopuszczalnym obszarze pracy w zakresie co najmniej <math>(80 \pm 110)\%</math> napięcia znamionowego generatora.</li> </ul>	

#### 4.2.2. Źródła wytwórcze uczestniczące w procesie odbudowy zdolności wytwórczych po awarii katastrofalnej

Ze względu na rolę, jaką aktualnie pełnią poszczególne typy źródeł wytwórczych w systemie elektroenergetycznym na wypadek wystąpienia awarii katastrofalnej, wyróżnić można podział przedstawiony w Tabeli 4.3.

Tabela 4.3. Rola źródeł wytwórczych w procesie odbudowy zdolności wytwórczych [136]

Rola	Charakterystyka	Typ źródeł wytwórczych
Rola aktywna	Źródła zdolne do samostartu	Elektrownie wodne
		Elektrownie gazowe
		Zespoły prądotwórcze z silnikami tłokowymi
	Źródła uruchamiane lub pozostające w pracy autonomicznej	Elektrownie konwencjonalne
		Elektrociepłownie konwencjonalne
Rola pasywna	Źródła synchronizowane z systemem elektroenergetycznym po zakończeniu procesu odbudowy i powrocie do stanu normalnego	Elektrownie jądrowe
		Elektrownie wiatrowe
		Elektrownie fotowoltaiczne

Weryfikacja zdolności źródeł wytwórczych do aktywnego udziału w planach obrony i odbudowy zasilania KSE jest realizowana przy pomocy prób systemowych, wykonywanych na polecenie OSP zgodnie z zapisami IRiESP. Celem prób systemowych jest potwierdzenie zdolności jednostek wytwórczych do samostartu lub pracy w układzie wydzielonym w warunkach imitujących rzeczywiste sytuacje sieciowe lub warunki występujące w czasie możliwych zakłóceń pracy systemu elektroenergetycznego. Podmiotami zaangażowanymi w realizację prób systemowych są: OSP, odpowiedni OSD, wytwórcy oraz grupy eksperckie. Ze względu na rolę, jaką pełnią poszczególne źródła w systemie elektroenergetycznym na wypadek awarii, próby samostartu dotyczą elektrowni wodnych oraz elektrowni gazowych, natomiast próby pracy w układzie wydzielonym prowadzone są głównie dla elektrowni konwencjonalnych oraz gazowo-parowych.

Z punktu widzenia procesu uruchamiania konwencjonalnej jednostki wytwórczej, najistotniejszą kwestią jest uprzednie przeprowadzenie rozruchu napędów wymaganych urządzeń potrzeb własnych danego bloku, których lista wraz z szacunkową mocą

znamionową została zestawiona w Tabeli 4.4. Dyspozycyjna moc czynna i bierna źródła rozruchowego musi zatem charakteryzować się wystarczającym poziomem generacji do zasilenia i pokrycia mocy urządzeń potrzeb własnych uruchamianego bloku z uwzględnieniem ich mocy rozruchowych przy sekwencyjnych rozruchach, a także mocy związanej z ładowaniem linii podczas tworzenia torów rozruchowych.

Tabela 4.4. Urządzenia potrzeb własnych bloku wymagane do uruchomienia jednostki wytwórczej konwencjonalnego bloku elektrowni [116]

Lp.	Nazwa urządzenia	% mocy znamionowej bloku energetycznego
1.	Pompa wody zasilającej	(2,0÷4,2)%
2.	Wentylator spalin	(0,4÷1,4)%
3.	Wentylator powietrza pierwotnego	(0,4÷0,9)%
4.	Wentylator powietrza wtórnego	
5.	Pompa kondensatu	(0,5÷0,8)%
6.	Pompa wody chłodzącej	(0,5÷1,5)%
7.	Młyn węglowy	(0,5÷2,7)%
8.	Chłodnie wentylatorowe*	(0,3÷0,6)%
9.	Instalacja odsiarczania spalin*	(0,3÷2,3)%
10.	Instalacja odpylania spalin – elektrofiltry*	~0,2%
<b>SUMA</b>		<b>(5,1÷14,6)%</b>

\* jeśli dotyczy

Przykłady zrealizowanych w KSE prób systemowych uruchomienia bloku elektrowni konwencjonalnej ze źródeł zdolnych do samostartu lub ze źródeł, które przeszły do pracy na potrzeby własne, wskazują na dostępne scenariusze odbudowy zdolności wytwórczych na wypadek rozległej awarii w systemie elektroenergetycznym i obejmują zróżnicowane konfiguracje podania napięcia i mocy rozruchowej, zawarte w Tabeli 4.5 [14,15,40,44,48,64,65,66,77,78,88,89,143,164]. Na podstawie aktualnej struktury KSE i możliwości zaangażowania źródeł w proces odbudowy zdolności wytwórczych można zauważyć kluczową rolę elektrowni szczytowo-pompowych o wysokiej elastyczności pracy, które stanowią źródła mocy rozruchowych dla elektrowni ciepłych. Niemniej jednak, dotychczasowe próby systemowe potwierdziły również możliwość wykorzystania źródeł gazowych (na przykładzie EC Nowa Sarzyna) do pełnienia analogicznej roli na wypadek awarii systemowej [64,164]. Uwagę zwraca również fakt zdolności źródeł do przechodzenia do pracy wyspowej na wypadek awarii i wykorzystania ich jako mocy rozruchowej do bloków ciepłych, które zostałyby

wyłączone na czas awarii bez możliwości pracy autonomicznej. Ponadto, poza jednostkami elektrowni zawodowych, próby systemowe obejmują także elektrociepłownie miejskie, takie jak EC Siekierki czy EC Karolin w celu weryfikacji możliwości udziału tych źródeł w planach obrony i odbudowy KSE [14,15,150]. Wnioski płynące z organizowanych prób systemowych pozwalają nie tylko potwierdzić zdolność źródeł do udziału w planach odbudowy KSE, lecz dodatkowo wskazują na newralgiczne aspekty tworzenia torów rozruchowych, które wymagają wzmocnienia na wypadek rzeczywistej awarii w systemie elektroenergetycznym.

*Tabela 4.5. Przykłady prób systemowych odbudowy zdolności wytwórczych zrealizowanych w KSE [14,15,40,44,48,64,65,66,77,78,88,89,143,164]*

Lp.	Źródło mocy rozruchowej	Typ źródła rozruchowego	Źródło uruchamiane	Data	Długość toru rozruchowego [km]
1.	Elektrownia Wodna Żarnowiec	elektrownia szczytowo-pompowa	Elektrownia Kozienice	3.05.2015	640
2.	Elektrownia Wodna Niedzica	elektrownia szczytowo-pompowa	Elektrownia Jaworzno III	23.10.2013	156
			Elektrownia Skawina		97
			Elektrownia Siersza		160,5
3.	Elektrownia Wodna Rożnów	elektrownia wodna zbiornikowa	Elektrownia Połaniec	22.02.2001 23.05.2013	118
4.	Elektrownia Wodna Włocławek	elektrownia wodna przepływowa	Elektrownia Pątnów	10.2012 23.09.2017	93
5.	Elektrownia Wodna Dychów	elektrownia szczytowo-pompowa	Elektrownia Dolna Odra	07.2011	205
6.	Elektrownia Wodna Dychów	elektrownia szczytowo-pompowa	Elektrownia Turów	10.07.2016	154,5
7.	EC Nowa Sarzyna	elektrociepłownia gazowo-parowa	Elektrownia Połaniec	29.08.2015	118,2
8.	EC Nowa Sarzyna	elektrociepłownia gazowo-parowa	Elektrownia Kozienice	1.06.2022	ok. 200
9.	Elektrownia Kozienice	elektrownia ciepła węglowa	Elektrociepłownia Siekierki	28.09.2014	122
10.	Elektrownia Ostrołęka	elektrownia ciepła węglowa	Elektrociepłownia Siekierki	29.04.2012	142

Badania symulacyjne torów rozruchowych prowadzone w ramach czynności przygotowawczych pozwalają określić przewidywane wielkości parametrów, np. udary podczas załączania napędów urządzeń potrzeb własnych uruchamianych bloków czy spodziewane wartości napięć w tworzonym torze rozruchowym, wraz ze wskazaniem zaleceń dotyczących czynności przed rozpoczęciem, jak i w trakcie realizacji prób systemowych, jak np. zmiana położenia przełączników zaczepek w transformatorach wchodzących w skład torów rozruchowych czy wymagana wartość napięcia generatorowego źródeł startowych [47,48,49,150].

Konkluzje wynikające z wyników przeprowadzanych prób systemowych pozwalają sformułować istotne warunki i zalecenia, kluczowe podczas odbudowy zdolności wytwórczych po awarii katastrofalnej KSE [14,15,40,44,47,48,49,64,65,66,77,78,88,89,143,150,164]:

- Ze względu na znacznie wydłużenie czasu uruchomienia przy pogorszeniu się parametrów termicznych bloku energetycznego, istotne jest utrzymywanie bloków oczekujących na podanie napięcia w stanie gorącym.
- Praca tworzonych układów wyspowych w sieci elastycznej narażona jest na występowanie dynamicznych zjawisk przejściowych podczas gwałtownych zmian obciążenia, dlatego warunkiem stabilnej pracy układów wyspowych jest możliwie jak najdokładniejsze zbilansowanie mocy czynnych i biernych w tworzonym układzie. Newralgicznym procesem w tym aspekcie jest przede wszystkim rozruch napędu pompy wody zasilającej, stanowiącej odbiór potrzeb własnych o najwyższej mocy znamionowej, na który nakłada się stosunkowo wysoka wartość prądu rozruchowego, szczególnie przy rozruchu bezpośrednim. Analogiczne zjawiska przejściowe, lecz w mniejszej skali mają miejsce przy uruchamianiu wentylatorów powietrza oraz spalin, ze względu na stosunkowo wysokie moce urządzeń.
- Na etapie tworzenia torów rozruchowych największe zaburzenia w układzie wydzielonym wprowadza załączanie linii długich, jednak ze względu na rozległość terytorialną pomiędzy źródłami, proces ten może być nieunikniony. Ze względu na moc ładowania linii długich i ryzyko wystąpienia zbyt wysokiej wartości napięcia na jej końcu, zwraca się

uwagę na konieczność pracy jednostek startowych przy napięciu zaniżonym w stosunku do znamionowego.

- Na okoliczność przechodzenia jednostek wytwórczych do pracy autonomicznej istotne jest uprzednie przygotowanie układów elektrycznych, sterowania i automatyki w celu uniknięcia nieintencjonalnej synchronizacji z siecią sztywną lub podczas rzeczywistego procesu odbudowy, z innym układem wydzielonym.
- Bloki energetyczne powinny być wyposażone w bank nastaw zabezpieczeń dedykowany dla pracy wyspowej.
- Bieżące czynności eksploatacyjne, konserwacyjne i remontowe na blokach wytwórczych stanowią istotny element poprawy bezpieczeństwa pracy jednostek wytwórczych.

Poza zdarzeniami i wielkościami parametrów możliwych do przewidzenia podczas organizacji prób systemowych, wynikających z prac symulacyjnych, jak i doświadczeń eksploatacyjnych, wnioski płynące z prób pozwalają dodatkowo zidentyfikować szereg zdarzeń niepożądanych [14,15,40,44,48,64,65,66,77,88,89,143], których wystąpienie często miało charakter losowy. Przykłady analizy tego typu zdarzeń wraz z ich przyczynami oraz konsekwencjami w trakcie przeprowadzania prób systemowych zestawiono w Tabeli 4.6.

*Tabela 4.6. Zdarzenia niepożądane zidentyfikowane podczas prób systemowych odbudowy KSE [14,15,40,44,48,64,65,66,77,88,89,143]*

Lp.	Próba systemowa	Zdarzenie	Przyczyna	Konsekwencje
1.	Uruchomienie Elektrowni Kozienice z ESP Żarnowiec 3.05.2015	Awaryjne wyłączenie hydrozespołu HZ2 z powodu zadziałania zabezpieczeń elektrycznych układu wzbudzenia po uruchomieniu do pracy w kompensacji pompowej hydrozespołu HZ3 w ESP Żarnowiec.	Wzrost napięcia w obwodzie wirnika generatora HZ2. Na skutek podania napięcia na transformator blokowy HZ3 na niedowzbudzonym HZ2 pojawił się zniekształcony i niesymetryczny prąd udarowy z dużą zawartością składowej stałej, która wywołała wzrost napięcia w obwodach wirnika HZ2.	Ponowne uruchomienie sekwencji startowej dla hydrozespołu HZ2.
2.	Uruchomienie Elektrowni Połaniec z EW Rożnów 23.05.2013	Awaryjne wyłączenie hydrozespołów w momencie synchronizacji po sekwencji startowej w EW Rożnów.	Różnica w zadanej prędkości obrotowej hydrozespołów, odpowiednio: <ul style="list-style-type: none"> <li>• HZ1 99,5%,</li> <li>• HZ2 100%.</li> </ul>	Zanik napięcia i automatyczny rozruch agregatu rezerwowego.  Korekta wartości zadanej i ponowne uruchomienie sekwencji startowej dla hydrozespołów.

Lp.	Próba systemowa	Zdarzenie	Przyczyna	Konsekwencje
3.	Uruchomienie Elektrowni Połaniec z EW Rożnów 23.05.2013	Wielokrotnie powtarzany proces naboru obrotów turbiny uruchamianego bloku w Elektrowni Połaniec.	Spadek parametrów termicznych pary dolotowej do turbiny.  Proces naboru obrotów musiał być wielokrotnie powtarzany i przerywany przez zadziałanie zabezpieczeń od przekroczenia dopuszczalnej wartości mimośrodowości wału i od przekroczenia dopuszczalnych drgań bezwzględnych jednego z łożysk turbiny.	Uruchomienie turbiny ze stanu ciepłego po 9 h od odstawienia.  Wymagane parametry pary osiągnięto po czasie 2 h 41 min. od podania napięcia na transformator blokowy i potrzeb własnych.
4.	Uruchomienie Elektrowni Pątnów z EW Włocławek 10.2012	Awaryjne wyłączenie hydrozespołu HZ1 po załączeniu transformatora blokowego w EW Włocławek.	Zadziałanie zabezpieczenia różnicowego generatora G1, pobudzonego prądami magnesującymi załączanego transformatora blokowego.	Ponowne uruchomienie sekwencji startowej dla hydrozespołu.
5.		Znaczne zaburzenia w przebiegach napięć w całym torze rozruchowym i prądów generatorowych po załączeniu transformatora blokowego oraz transformatora potrzeb własnych w Elektrowni Pątnów.	Błędny pomiar częstotliwości przez elektroniczne przyrządy tablicowe i przetworniki pomiarowe w regulatorach turbin hydrozespołów.	Zaburzenie miało charakter gasnących drgań rezonansowych przez ok. 10 sekund – kontynuacja próby.
6.		Zatrzymanie automatycznej sekwencji przewietrzania kotła w Elektrowni Pątnów.	Zablokowanie się kłapy spalin w instalacji odsiarczania spalin.	Decyzja o stopniowym zmniejszeniu obciążenia układu wyspowego ze względu na wydłużający się czas naprawy usterki.
7.	Uruchomienie Elektrowni Pątnów z EW Włocławek 23.09.2017	Przerwanie rozpalania kotła w Elektrowni Pątnów w wyniku zadziałania zabezpieczeń technologicznych od poziomu wody w walczaku.	Zdarzenia losowe, niezwiązane z próbą systemową.	Koniczność naprawy usterki przez obsługę podczas próby systemowej.
8.	Wyłączenie pomp oleju opałowego i zgaśnięcie palników olejowych w trakcie naboru obrotów przez turbinę.			

Lp.	Próba systemowa	Zdarzenie	Przyczyna	Konsekwencje
9.	Uruchomienie Elektrowni Turów z ESP Dychów 10.07.2016	Wraz z podaniem napięcia na linię 220 kV Leśniów-Mikułowa nastąpił całkowity zanik pomiarów i wizualizacji stanów urządzeń.	Uszkodzone zasilacze układu sterowania i nadzoru.	Brak możliwości kontrolowania i sterowania pracą hydrozespołów.
10.		Awaryjne wyłączenie hydrozespołów, zanik napięcia w całym układzie wydzielonym.	Błędnie ustawiona nastawa ogranicznika kąta mocy generatora 1GA, wyłączenie trybu automatycznej regulacji napięcia i załączenie regulacji prądu wzbudzenia spowodowało nagły wzrost napięcia w układzie wydzielonym i zadziałanie zabezpieczenia nadnapięciowego	Ponowne uruchomienie sekwencji startowej dla hydrozespołów.
11.		Awaryjne wyłączenie pomp akumulacyjnych po uruchomieniu bloku w Elektrowni Turów.	Zadziałanie sygnalizacji zamknięcia awaryjnej zasuwy na kanale wodnym - stan do awaryjnego wyłączenia pomp.	Ponowne uruchomienie pomp akumulacyjnych po ustabilizowaniu się parametrów układu wyspowego.
12	Uruchomienie Elektrowni Połaniec z EC Nowa Sarzyna 29.08.2015	Awaryjne wyłączenie turbozespołu gazowego GT12 wskutek zadziałania zabezpieczenia od niskiego ciśnienia powietrza atomizującego w EC Nowa Sarzyna	Przekroczenie maksymalnej temperatury wody chłodzącej agregatu - zdarzenie losowe. Zadziałanie zabezpieczenia podnapięciowego agregatu. Błędne przełączenie trybów regulacji.	Ponowna sekwencja startowa dla agregatu zasilania rezerwowego.
13.	Uruchomienie EC Siekierki z Elektrowni Kozienice 28.09.2014	Nieudana próba załączenia wyłącznika blokowego w Elektrowni Kozienice.	Wysoki poziom napięcia szczytkowego (operacje łączeniowe dla wyłącznika blokowego odbywają się z kontrolą napięcia na szynach rozdzielni przez synchronizator).	Intencjonalne zmniejszenie napięcia na generatorze. Działania ograniczone przez wyczerpanie możliwości regulacyjnych na przełącznikach zacsepów transformatora (minimalne napięcie na generatorze 14,15 kV).
14.		Nieudany rozruch wentylatora wspomagającego spalin w EC Siekierki.	Zadziałanie zabezpieczenia od zbyt długiego rozruchu.	Ponowna próba rozruchu napędu wentylatora wspomagającego spalin.
15.		Różne wskazania synchronizatora automatycznego i kolumny synchronizacyjnej podczas	Błąd projektowy w obwodach zewnętrznych układu synchronizacji.	Brak próby synchronizacji utworzonego układu wyspowego z KSE.



Lp.	Próba systemowa	Zdarzenie	Przyczyna	Konsekwencje
		synchronizacji układu wyspowego z KSE.		
16.		Praca na potrzeby własne bloku zakończona po 6 min wybicciem turbiny po zadziałaniu zabezpieczenia od wzrostu temperatury pary na wylocie części WP po zrzucie 140 MW w Elektrowni Ostrołęka.	Wysoka temperatura pary wtórnej przed zaworami części średnioprężnej turbiny z powodu braku otwarcia stacji obejściowych.  Zdarzenia losowe, niezwiązane z próbą systemową.	Redukcja mocy turbiny przed ponownym przejściem do pracy na potrzeby własne.
17.	Uruchomienie EC Siekierki z Elektrowni Ostrołęka 29.04.2012	Awaryjne wyłączenie wentylatora powietrza w EC Siekierki.	Zadziałanie zabezpieczenia od temperatury łożyska z powodu dwufazowego zwarcia z udziałem ziemi w uzwojeniach stojana silnika pompy.  Zdarzenia losowe, niezwiązane z próbą systemową.	Praca przy jednym z przewidzianych dwóch ciągów paliwowo-powietrznych bez negatywnych konsekwencji dla pracy bloku.
18.		Różne wskazania synchronizatora automatycznego i kolumny synchronizacyjnej podczas synchronizacji układu wyspowego z KSE.	Błąd projektowy w obwodach zewnętrznych układu synchronizacji.	Brak próby synchronizacji utworzonego układu wyspowego z KSE.

Występowanie trudnych do przewidzenia zjawisk niepożądanych podczas tworzenia torów rozruchowych zwiększają ryzyko niepowodzenia procesu odbudowy zdolności wytwórczych, skutkując występowaniem zakłóceń w tworzonych układach wydzielonych.

#### 4.2.3. Źródła wytwórcze nieuczestniczące w procesie odbudowy zdolności wytwórczych po awarii katastrofalnej

Rola pasywna źródeł odnawialnych wynika z ich fluktuacyjnego charakteru generacji, zależnego od bieżących warunków atmosferycznych. W przypadku narastania zagrożenia awarią katastrofalną w systemie elektroenergetycznym, źródła fotowoltaiczne oraz elektrownie wiatrowe zostają odłączone z systemu, w wyniku zadziałania zabezpieczeń podczęstotliwościowych przy spadku częstotliwości systemowej w celu uniknięcia ryzyka wprowadzania do systemu niekontrolowanej

generacji mocy. Z tego względu, ponowna resynchronizacja elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych jest realizowana po ustabilizowaniu parametrów systemu elektroenergetycznego po procesie odbudowy i powrocie do normalnego stanu pracy, na co dodatkowo nakłada się sposób integracji źródeł OZE z siecią przy pomocy inwerterów, których charakterystyka działania wymusza synchronizację przy braku oscylacji częstotliwości i napięcia systemowego. Z drugiej strony, rosnący udział źródeł OZE w strukturze wytwarzania przekłada się w negatywny sposób na zmniejszenie naturalnej inercji systemu elektroenergetycznego [23,91,147]. Z perspektywy procesu odbudowy zdolności wytwórczych, regulacja częstotliwości podczas tworzenia układów pracujących wyspowo wymaga dysponowania odpowiednim poziomem inercji. Dla systemów elektroenergetycznych, charakteryzujących się wysokim udziałem źródeł OZE, które cechują się stosunkowo niską inercją naturalną, wyróżnić można pojęcie wirtualnej inercji, która przejawia się integracją w systemie przekształtników energoelektronicznych, np. w ramach magazynów energii współpracujących ze źródłami OZE [147]. Ze względu na postępującą integrację źródeł OZE z magazynami energii, zauważa się potencjał wykorzystania technologii magazynowania energii elektrycznej do udziału w planach obrony i odbudowy zdolności wytwórczych, dlatego temat ten zostanie omówiony szerzej w rozdziale 5.3 niniejszej pracy.

Elektrownie jądrowe na wypadek awarii w systemach elektroenergetycznych pełnią rolę pasywną ze względu na konieczność ochrony własnej infrastruktury technologicznej. Z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy elektrowni jądrowej, w przypadku zagrożenia lub wystąpienia awarii systemowej, priorytetową kwestią jest zagwarantowanie zasilania systemów chłodzenia rdzenia reaktora, ponieważ nawet po awaryjnym odłączeniu bloku jądrowego z systemu, reaktor w stanie niekrytycznym charakteryzuje się generacją ciepła powyłaczeniowego w wyniku zachodzących przemian jądrowych. Z tego względu, na wypadek utraty zasilania w podstawowych układach chłodzenia reaktora, bloki jądrowe wyposażane się w pasywne systemy bezpieczeństwa, obejmujące m.in. rezerwowe układy chłodzenia reaktora. Zasilanie potrzeb własnych bloku elektrowni jądrowej może zostać zrealizowane przy pomocy [120]:

- systemu elektroenergetycznego główną linią zasilającą,
- systemu elektroenergetycznego rezerwową linią zasilającą,
- w ramach zasilania potrzeb własnych pracującego bloku jądrowego,

- źródła zasilania awaryjnego,
- baterii akumulatorów przed rozruchem awaryjnego źródła zasilania.

Ze względu na warunki awaryjnej utraty zasilania potrzeb własnych bloku elektrowni jądrowej, wyróżnia się dwa charakterystyczne stany [7,71,103,106,162,163,167,178]:

- LOOP (ang. *loss of offsite power*) – utrata zasilania zewnętrznego z systemu elektroenergetycznego;
- SBO (ang. *station blackout*) – całkowita utrata zasilania na rozdzielni przyelektrownianej, tj. utrata zarówno zasilania zewnętrznego, jak i możliwości zasilania z własnej infrastruktury wytwórczej.

Utrata połączenia z systemem elektroenergetycznym (LOOP) jest scenariuszem o większym prawdopodobieństwie wystąpienia niż całkowita utrata zasilania (SBO) [103,162,163,178], ze względu na szereg systemów bezpieczeństwa układu zasilania, jednak na wypadek każdego z tych zdarzeń niezbędne jest przewidzenie możliwych działań zaradczych. W sytuacji zagrożenia awarią systemu elektroenergetycznego lub na wypadek jej wystąpienia, czego analogią jest scenariusz LOOP, zasilanie potrzeb własnych realizowane jest priorytetowo poprzez przejście bloku do pracy na potrzeby własne lub alternatywnie, z wykorzystaniem źródeł zasilania awaryjnego ze zdolnością do samostartu w postaci zespołu prądotwórczego zasilanego olejem napędowym w układzie redundantnym, tj. wyposażenie układu w minimum dwie niezależne jednostki wytwórcze źródeł awaryjnych [23]. Badania w tym zakresie obejmują opracowanie modeli przywrócenia zasilania urządzeniom potrzeb własnych z priorytetowym zasileniem układów chłodzenia reaktora w oparciu o dostępne scenariusze i stan urządzeń [7]. W pracy [178] autorzy zaproponowali metodologię sieci Petriego analizy bezpieczeństwa pracy elektrowni jądrowych z uwzględnieniem efektów starzeniowych i wpływu czynników zewnętrznych do określenia prawdopodobieństwa uszkodzeń rdzenia reaktora z analizą zdolności do odbudowy po wystąpieniu czynników niepożądanych, takich jak np. ekstremalne warunki atmosferyczne, czy ataki cyfrowe na system operatorski. Autorzy pracy [103] zwrócili uwagę na konieczność przeciwdziałania awariom kaskadowym w ramach elektrowni jądrowej po wystąpieniu zdarzenia LOOP, które mogą wystąpić w wyniku wadliwej eksploatacji urządzeń, automatyki zabezpieczeniowej czy systemów pomiarowych. W wyniku badań symulacyjnych zaproponowano nowe wartości nastaw zabezpieczeń i ich zwłoki czasowe w celu poprawy odpowiedzi dynamicznej układów na zakłócenia

po zaniku zasilania zewnętrznego. Pomimo mniejszego prawdopodobieństwa wystąpienia zdarzenia LOOP, autorzy pracy [106] na podstawie wyników symulacji zwracają uwagę na zmiany termiczne i pogorszone warunki pracy chwytacza rdzenia podczas zdarzenia LOOP w stosunku do zdarzenia SBO, które w literaturze ma wymiar incydentu o bardziej dotkliwych skutkach. W skrajnej sytuacji całkowitego zaniku zasilania oraz braku możliwości uruchomienia jednostek rezerwowych, rozpatruje się scenariusz SBO, w którym ryzyko uszkodzenia rdzenia reaktora jest najwyższe [163]. Źródło zasilania rezerwowego mogą wówczas stanowić baterie akumulatorów [71,120,163,167], wchodzące w skład infrastruktury obiektu jako układy bezprzerwowego zasilania UPS. Scenariusze działań na wypadek zaniku zasilania podstawowego układu chłodzenia reaktora, przedstawione w badaniach symulacyjnych pracy [162] wskazują na konieczność podejmowania skutecznych działań operatorskich w stosunkowo krótkim czasie na wypadek zdarzenia SBO, ze względu na ryzyko przekroczenia dopuszczalnych parametrów termicznych paliwa jądrowego. Z drugiej strony, aktualnie prowadzone są badania symulacyjne nad możliwością wykorzystania rozproszonych źródeł odnawialnych wraz z technologiami magazynowania energii do współpracy w stanach awaryjnych z układami zasilania urządzeń potrzeb własnych bloków jądrowych [71]. Tego rodzaju układ hybrydowy proponowany jest do pełnienia roli rezerwowego źródła zasilania, w celu eliminacji negatywnego efektu ograniczonej pojemności bateryjnych magazynów energii, zainstalowanych w elektrowniach.

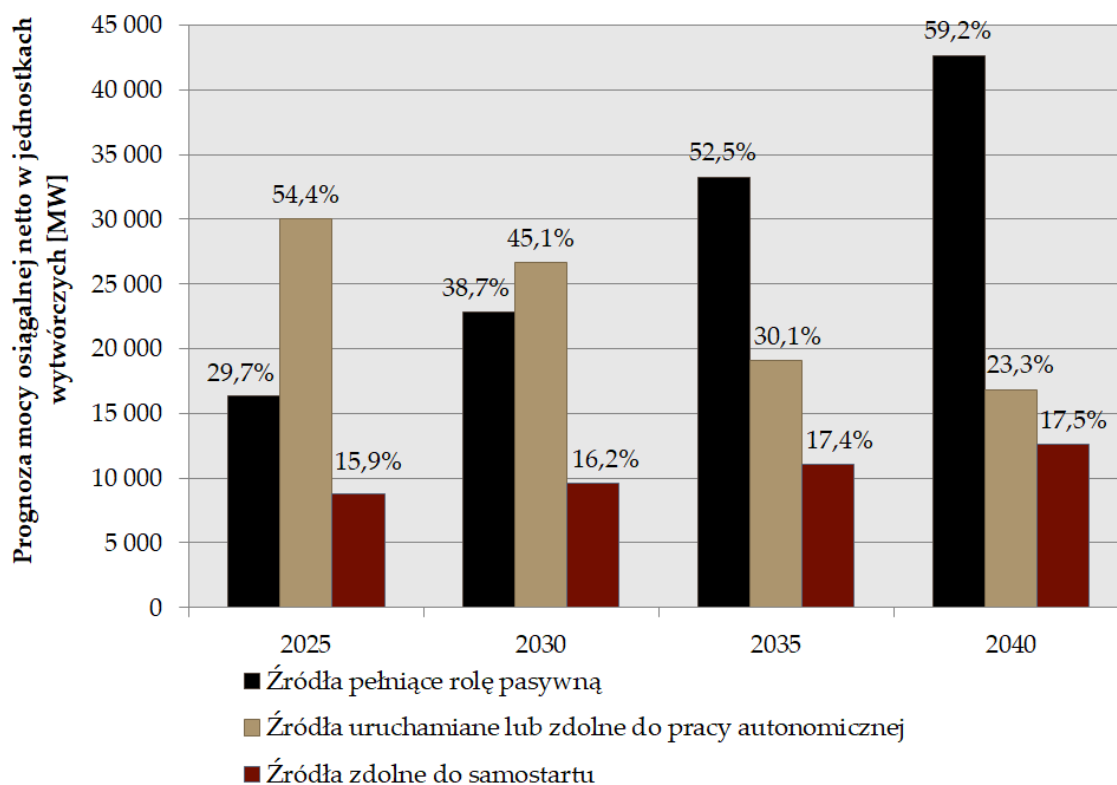
OSP systemów elektroenergetycznych charakteryzujących się udziałem energetyki jądrowej w strukturze wytwarzania energii elektrycznej zobowiązani są do przedstawienia w planach obrony i odbudowy zdolności wytwórczych strategii zarządzania pracą na wypadek awarii katastrofalnej. Stąd, rozwój energetyki jądrowej w KSE będzie wymuszał nie tylko optymalizację zarządzania pracą jednostek i ich układów regulacji w związku z transformacją energetyczną i rosnącym udziałem źródeł OZE, charakteryzującym się zmniejszeniem inercji systemu [147], ale również opracowanie strategii obrony zdolności wytwórczych poprzez przechodzenie bloków jądrowych do pracy wyspowej na czas odbudowy KSE, na wypadek awarii systemowej.

### 4.3. KONSEKWENCJE TRANSFORMACJI SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO DLA PLANÓW ODBUDOWY KSE

Przedstawione w rozdziale 2 niniejszej rozprawy przewidywane zmiany w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w KSE do roku 2040 w bezpośredni sposób przekładają się na zmianę struktury źródeł wytwórczych aktywnie uczestniczących w procesie odbudowy zdolności wytwórczych na wypadek awarii katastrofalnej systemu elektroenergetycznego. Według dotychczasowych założeń strategii odbudowy, a także w optymistycznym scenariuszu spełnienia wymagań technicznych i organizacyjnych, źródła pełniące rolę aktywną w procesie odbudowy zdolności wytwórczych w przyszłości mogą stanowić:

- źródła zdolne do samostartu – elektrownie wodne, elektrownie oraz elektrociepłownie gazowe i biogazowe
- źródła zdolne do utrzymania się w pracy autonomicznej lub oczekujące na uruchomienie ze źródeł rozruchowych – bloki elektrowni konwencjonalnych węglowych oraz biomasowych.

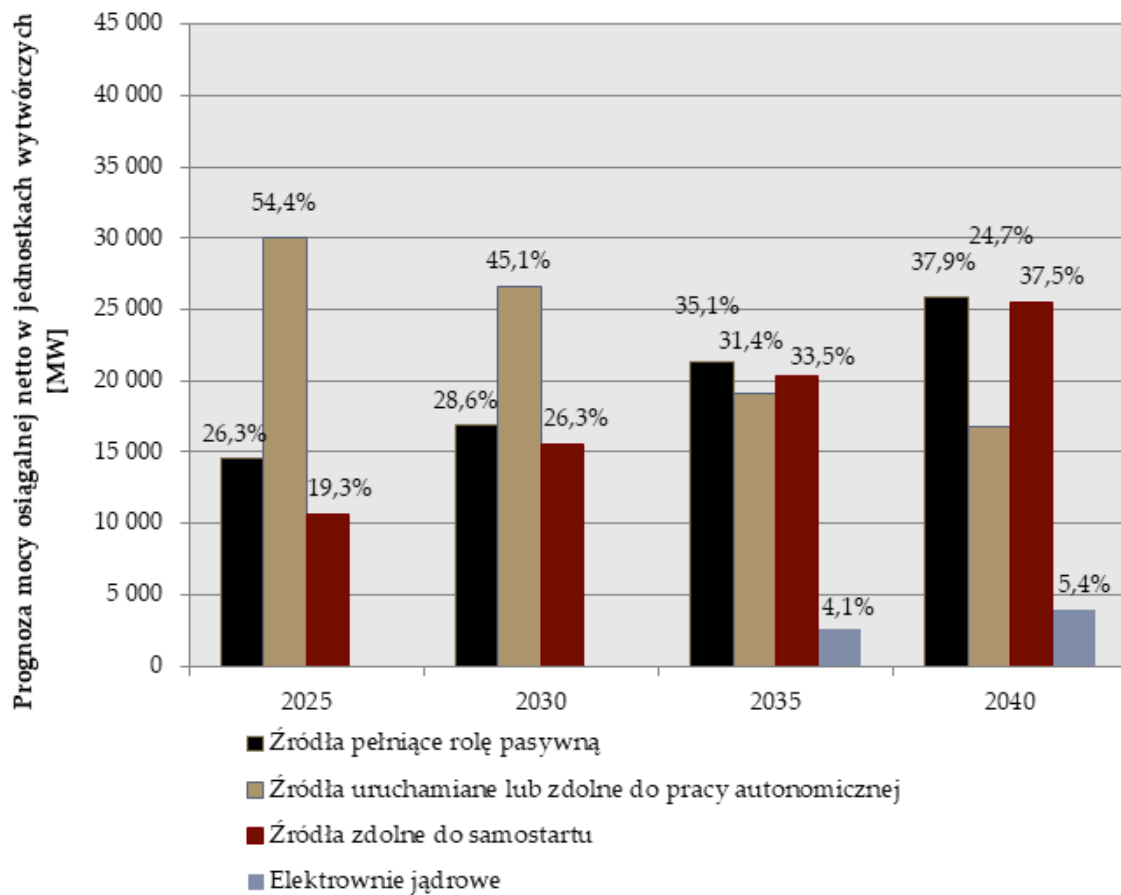
Dynamiczny wzrost źródeł OZE oraz wdrożenie energetyki jądrowej niesie za sobą konsekwencje rosnącego udziału w strukturze wytwarzania źródeł pełniących rolę pasywną na wypadek konieczności odbudowy zdolności wytwórczych po awarii katastrofalnej systemu elektroenergetycznego, jak przedstawiono na Rys. 4.3. Uwzględniając założenia dotychczasowych strategii odbudowy, zauważyć można postępującą w czasie diametralną zmianę proporcji pomiędzy źródłami pełniącymi rolę aktywną a źródłami pełniącymi rolę pasywną w procesie odbudowy zdolności wytwórczych. Przy aktualnych założeniach, już w roku 2035 udział źródeł pełniących rolę pasywną przewyższy udział źródeł uczestniczących obecnie w procesie odbudowy zdolności wytwórczych, co przekłada się na trudności związane z szybkim powrotem do stanu normalnego systemu elektroenergetycznego, ze względu na warunki odbudowy częstotliwości i inercję systemu, a także zwiększenie znaczenia strategii odgórnej podawania napięcia w scenariuszach odbudowy KSE.



Rys. 4.3. Rola źródeł wytwórczych w procesie obrony i odbudowy zdolności wytwórczych dla transformowanej struktury wytwarzania KSE – scenariusz bazowy. Opracowanie własne.

Uwzględniając opisywany w literaturze potencjał wykorzystania źródeł odnawialnych współpracujących z magazynami energii oraz morskich elektrowni wiatrowych do aktywnego uczestnictwa w procesie odbudowy systemu w zakresie zdolności do samostartu, zaproponować można alternatywny scenariusz zmian struktury źródeł dla transformowanej struktury wytwarzania KSE, jak przedstawiono na Rysunku 4.4. Na Rysunku 4.4 jako osobną grupę wyróżniono elektrownie jądrowe, ponieważ ze względu na specyfikę pracy nie będą pełniły roli źródeł rozruchowych, jednak pod kątem ochrony własnej infrastruktury, elektrownie te charakteryzują się specyficznymi wymaganiami w zakresie obrony zdolności wytwórczych, np. poprzez przechodzenie do pracy na potrzeby własne.

Symulacja scenariusza zaangażowania źródeł OZE do procesu obrony i odbudowy zdolności wytwórczych wskazuje na większe możliwości prowadzenia oddolnej strategii odbudowy ze względu na ograniczony udział źródeł pełniących rolę pasywną w procesie odbudowy w stosunku do scenariusza bazowego. Warunki te stanowią przesłankę do prowadzenia prac badawczych w zakresie zdolności źródeł OZE i magazynów energii do samostartu oraz przechodzenia w tryb pracy wyspowej.



Rys. 4.4. Rola źródeł wytwórczych w procesie obrony i odbudowy zdolności wytwórczych dla transformowanej struktury wytwarzania KSE – scenariusz alternatywny, uwzględniający aktywną rolę magazynów energii oraz morskich elektrowni wiatrowych. Opracowanie własne.

## 5. BADANIA LITERATUROWE

### 5.1. OBRONA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO NA WYPADEK AWARII KATASTROFALNEJ

Zagadnienie awarii katastrofalnych typu blackout jest tematem licznych prac badawczych, obejmujących ujęcie systemu elektroenergetycznego jako układu dynamicznego, badanie prawdopodobieństwa wystąpienia awarii czy analizy ryzyka związane z rozwojem zagrożenia [2,19,22,29,36,37,39,42,70,84,90,92,102,104,151,170,172,177,182].

Analizy dynamiki postępujących zmian parametrów systemowych, z punktu widzenia utraty stabilności, są rozpatrywane w pracach w kontekście krytyczności samoorganizującej (SOC – ang. *Self-Organized Criticality*), postępującej w wyniku rozwoju awarii kaskadowej. Atraktoem w układzie jest stan krytyczny, w którym niewielka zmiana danego parametru wywołuje dużą zmianę w układzie dynamicznym. Wskazano również na analogie pomiędzy systemem elektroenergetycznym i teorią stosu piasku (ang. *sandpile theory*), opisywaną jako dokładanie kolejnych ziaren do stosu piasku w zmiennych lokalizacjach, w wyniku czego po przekroczeniu lokalnego maksimum następuje zawalenie się stosu w danym miejscu. Odnosząc ww. teorię do systemu elektroenergetycznego, lokalnie zwiększane obciążenie, może w konsekwencji prowadzić do lawiny wyłączeń w całym systemie [19]. System elektroenergetyczny będący układem dynamicznym stanowi również przesłankę do analizy rozwoju awarii w kontekście teorii chaosu, czego przykładem może być praca [170], w której autorzy przedstawili obrazy fraktalne jako wynik dynamicznych zmian w punkcie krytycznym systemu elektroenergetycznego, tj. dla parametrów skutkujących utratą stabilności. Z kolei w pracy [182] do analizy blackoutu zastosowano teorię katastrofy wskazując na wpływ lokalnie występujących chaotycznych zaburzeń na rozprzestrzenianie się awarii w całym systemie, prowadzących do łańcuchowo postępującej awarii katastrofalnej.

W literaturze można znaleźć liczne prace zawierające probabilistyczne analizy wystąpienia awarii katastrofalnych w systemach elektroenergetycznych z wykorzystaniem modeli statystycznych (na podstawie danych historycznych) oraz symulacyjnych, które stanowią podstawę do opracowania modeli analizy i szacowania ryzyka na poszczególnych etapach rozwoju awarii [2,22,29,36,37,39,42,70,84,90,92,102,104,172,177]. Modele probabilistyczne wystąpienia awarii katastrofalnych wykazują wieloaspektowe podejście, obejmujące możliwości



implementacji rozkładów statystycznych i algorytmów optymalizacyjnych, również z wykorzystaniem sztucznych sieci neuronowych. Dane dotyczące awarii historycznych dla systemów, które wielokrotnie zostały dotknięte rozległym zanikiem zasilania pozwalają na rozwijanie modeli o dodatkowe zmienne, dotyczące wpływu warunków atmosferycznych na pracę systemu elektroenergetycznego [104]. Z punktu widzenia bezpośrednich przyczyn awarii i konsekwencji ich kaskadowego rozwoju, autorzy pracy [42] wyszczególnili dwa typy przyczyn awarii w systemach elektroenergetycznych, dzieląc je na przyczyny deterministyczne, wynikające z ograniczeń pracy systemu, a także przyczyny probabilistyczne tzn. czynniki nakładające się na czynniki deterministyczne, prowadzące do rozszerzenia zasięgu awarii. W pracy [90] autorzy wykorzystali matematyczną teorię wiarygodności do oceny prawdopodobieństwa wystąpienia szeregu niepożądanych zdarzeń, prowadzących do awarii w systemie elektroenergetycznym wraz z jego implementacją w modelu oceny ryzyka. Postępujące zmiany częstotliwości w wyniku rozwoju awarii analizowane są w literaturze również z wykorzystaniem symulacyjnej metody Monte Carlo [37,102], celem określenia funkcji rozkładu prawdopodobieństwa awarii. Uzupełnieniem tego rodzaju analiz jest rozwijanie modeli o postępujące zmiany w systemach elektroenergetycznych [2,84,92] wraz ze wskazaniem kierunków optymalizacji pracy systemu w celu zmniejszenia ryzyka wystąpienia rozległej awarii systemowej. Prowadzone badania w zakresie zagrożenia awarią katastrofalną systemu elektroenergetycznego odnoszą się również do klasycznej analizy ryzyka, z uwzględnieniem takich aspektów jak identyfikacja zagrożeń oraz konsekwencji wystąpienia awarii. Zbiorcze zestawienie przeglądu literatury w zakresie analiz ryzyka wystąpienia rozległej awarii systemowej przedstawiono w Tabeli 5.1.

Tabela 5.1. Badania dotyczące analizy ryzyka wystąpienia awarii katastrofalnej systemu elektroenergetycznego – przegląd literatury [22,29,36,37,39,70,102,151,172,177]

Lp.	Zagadnienie badawcze	Publikacja
1.	Autorzy wyrazili ryzyko awarii metodą ilościową jako funkcję prawdopodobieństwa w zależności od procentowego udziału energii niedostarczonej do odbiorców oraz procentowego udziału niezasilonych stacji elektroenergetycznych w ramach rozpatrywanej sieci testowej. Do określenia tych wartości autorzy pracy przeprowadzili symulację z wykorzystaniem metody Monte Carlo.	[37]
2.	W pracy autorzy wyrazili ryzyko awarii metodą ilościową jako funkcję prawdopodobieństwa w zależności od procentowego udziału energii niedostarczonej do odbiorców w ramach sieci testowej. Algorytm postępowania miał na celu wskazanie, czy w danej sieci istnieje ryzyko wystąpienia kaskadowych wyłączeń linii na skutek przekroczenia dopuszczalnych wartości częstotliwości, przeciążeń, ukrytych awarii sieciowych i możliwości podjęcia zaradczych działań operatorskich. Badania symulacyjne awarii dla sieci testowej przeprowadzone były z wykorzystaniem metody Monte Carlo.	[102]
3.	Praca dotyczy analizy ryzyka i oceny zagrożeń awariami katastrofalnymi w systemie elektroenergetycznym, przedstawionej z wykorzystaniem metody muchy. Zaprezentowano również scenariusze rozwoju awarii typu blackout w KSE z wykorzystaniem metod analizy ryzyka obejmujących połączenie drzewa błędów oraz drzewa zdarzeń ze wskazaniem zagrożenia wynikające z przewidywanego deficytu mocy w KSE na podstawie prognoz OSP.	[151]
4.	W pracy zastosowano jakościowo-ilościową metodę analizy ryzyka blackoutu, obejmującą oszacowanie ryzyka na przestrzeni prawdopodobieństwa i wpływu zagrożeń na pracę systemu. Autorzy jako potencjalne zagrożenia wyszczególnili przekroczenia termiczne w elementach systemu elektroenergetycznego oraz przekroczenia dopuszczalnych parametrów napięciowych, skutkujących wyłączeniami kolejnych linii.	[36]
5.	Autorzy pracy przedstawili ilościową analizę ryzyka blackoutu, bazując na wielokryterialnej metodzie hierarchicznej analizy problemów decyzyjnych AHP (ang. <i>Analytic Hierarchy Process</i> ). Wyróżniono sześć czynników ryzyka w postaci: przeciążeń linii, przeciążeń transformatorów, przekroczenia dolnej granicy napięcia sieci, utraty zasilania odbiorców, niestabilności napięcia oraz awarii kaskadowych. W wyniku dekompozycji metody AHP autorzy sformułowali liczbowe macierze ryzyka dla poszczególnych stanów systemu elektroenergetycznego (stan normalny, alarmowy, awaryjny, awaria systemowa, odbudowa systemu).	[177]
6.	Autorzy pracy przedstawili ilościową analizę ryzyka awarii systemowej, bazując na metodzie AHP. Zagrożenia dla pracy systemu elektroenergetycznego zostały uogólnione do czynników ryzyka wewnętrznych, bezpośrednio związanych z pracą systemu (stan urządzeń elektroenergetycznych, przeciążenia, zwarcia, zdolności wytwórcze, wielkość i priorytet odbiorców w zakresie zapotrzebowania na energię elektryczną oraz uszkodzenia infrastruktury odbiorczej) oraz zewnętrznych (wyładowania atmosferyczne, ekstremalne zjawiska pogodowe, uszkodzenia urządzeń elektroenergetycznych, sezonowe zmiany obciążenia). Rozwój zagrożenia został wyrażony przez autorów miarą entropii. Na podstawie przyjętych wag czynników ryzyka, autorzy dokonali oceny stanu systemu w zależności od zmienności obciążenia.	[29]
7.	W pracy przedstawiono kompleksową analizę ryzyka dla systemów elektroenergetycznych z zastosowaniem metody muchy, obejmującej drzewo przyczyn oraz drzewo konsekwencji awarii, będącej punktem wyjścia do opracowania macierzy ryzyka dla historycznych awarii. Opracowane macierze konsekwencji awarii sformułowano jako kombinację czasu trwania awarii oraz utraty mocy w systemie, natomiast macierze ryzyka awarii były wynikiem zestawienia rocznej częstotliwości wystąpienia zagrożenia wraz z szacowanym czasem trwania awarii systemowej.	[39]

Lp.	Zagadnienie badawcze	Publikacja
8.	W pracy przedstawiono analizę ryzyka kompleksowego modelu systemu energetycznego, obejmującego fragment systemu gazowego oraz systemu elektroenergetycznego pracującego ze źródłami OZE. Współzależność elementów poszczególnych systemów polegała na dostarczaniu paliwa gazowego do elektrowni gazowej, natomiast nadwyżki energii z OZE były gospodarowane do produkcji wodoru w procesie elektrolizy. Dla opracowanego modelu, autorzy zaproponowali model dynamicznego drzewa przyczyn, którego celem było liczbowe zwymiarowanie prawdopodobieństwa wystąpienia awarii dla kilku rozpatrywanych scenariuszy zdarzeń. Jako miarę prawdopodobieństwa awarii autorzy przyjęli wskaźnik LOLE (ang. <i>Loss of Load Expectation</i> ), określającego oczekiwany sumaryczny czas trwania deficytów mocy w rozpatrywanym okresie.	[22]
9.	Przedstawiony w pracy fragment systemu elektroenergetycznego bazował na topologii sieci złożonej. W ramach sieci testowej autorzy wyszczególnili zagrożenia dla systemu jako: przeciążenia linii przesyłowych, przeciążenia na stacjach elektroenergetycznych oraz awarię generatorów w wyniku przekroczenia parametrów częstotliwościowych i/lub napięciowych. Przetawiona analiza ryzyka opierała się klasycznej teorii ryzyka, tzn. powiązaniu prawdopodobieństwa zdarzenia wraz z jego konsekwencjami, przy czym sposób reprezentacji wyników został zobrazowany jako geograficzny rozkład ryzyka wystąpienia awarii. Kryteria konsekwencji zdarzeń zostały wyznaczone na podstawie histogramów liczby zdarzeń w poszczególnych elementach systemu. Graficzna reprezentacja wyników rozkładu ryzyka pozwoliła na zidentyfikowanie słabych punktów systemu, dla których przekroczenie dopuszczalnych parametrów może wiązać się z rozwojem awarii kaskadowych.	[172]
10.	Badania prowadzone w pracy dotyczyły zmiennej struktury wytwarzania w analizowanym modelu systemu elektroenergetycznego, w którym ryzyko awarii zostało określone dla dwóch wariantów przyrostu mocy zainstalowanej w źródłach fotowoltaicznych, a także dla dwóch wariantów przyrostu mocy zainstalowanej w magazynach energii. W celu zróżnicowania warunków, autorzy przeprowadzili badania symulacyjne z założeniem warunków dziennych w sezonie letnim oraz warunków nocnych w sezonie zimowym wystąpienia awarii, wykreślając dystrybucję energii niedostarczonej do odbiorców (ENS – ang. <i>Energy Not Supplied</i> ) w funkcji liczby zdarzeń na 10 000 przypadków. W pracy autorzy zaproponowali ilościową analizę ryzyka wystąpienia awarii systemowej jako graficzną reprezentację funkcji czasu trwania blackoutu w zależności od jego zasięgu, zaprezentowaną w formie macierzy ryzyka.	[70]

## 5.2. ZAGADNIENIA BADAWCZE DOTYCZĄCE AKTUALNYCH STRATEGII ODBUDOWY ZDOLNOŚCI WYTWÓRCZYCH

Badania dotyczące procesu odbudowy systemu elektroenergetycznego po awarii katastrofalnej są tematem licznych prac naukowych ze względu na zróżnicowanie rozpatrywanych aspektów i etapów procesu odbudowy. Zestawienie podejmowanych w literaturze przedmiotu zagadnień naukowych dotyczących aktualnych strategii odbudowy przedstawiono w Tabeli 5.2 [1,5,7,12,13,20,56,61,71,76,79,95,96,98,100,103,106,107,115,132,133,134,144,147,153,162,163,167,168,171,173,175,176,178,181,183].

Tabela 5.2. Badania dotyczące procesu odbudowy zdolności wytwórczych systemu elektroenergetycznego po awarii katastrofalnej – przegląd literatury [1,5,7,12,13,20,56,61,71,76,79,95,96,98,100,103,106,107,115,132,133,134,144,147,153,162,163,167,168,171,173,175,176,178,181,183]

Obszar badań	Zagadnienie badawcze	Publikacja
Przechodzenie źródeł do pracy wyspowej na wypadek awarii systemowej [5,7,71,96,100,103,106,132,147,162,163,167,175,178]	Obrona zdolności wytwórczych bloków elektrowni jądrowych w warunkach zagrożenia awarią systemu elektroenergetycznego.	[7,71,103,106,147,162,163,167,178]
	Analiza porównawcza wpływu parametrów regulatora turbiny, inercji systemu, statyzmu turbiny na odpowiedź dynamiczną regulacji pierwotnej częstotliwości w układzie wydzielonym bloku elektrowni konwencjonalnej, gazowej, jądrowej oraz gazowo-parowej – badania symulacyjne w środowisku Simulink.	[5]
	Algorytm heurystyczny odbudowy zasilania odbiorców – optymalizacja procesu pod kątem skrócenia czasu odbudowy i zmniejszenia oscylacji odpowiedzi dynamicznych w stanach przejściowych.	[132]
	Analizy współpracy regulatora turbozespołu parowego z nadrzędnym regulatorem mocy i częstotliwości LFC (and. <i>Load-Frequency Control</i> ) przy nagłym wydzieleniu układu wyspowego.	[96]
	Analiza wpływu stabilizatora systemowego w układzie regulacji hydrozespołu przy przechodzeniu do pracy wyspowej w programie DIgSilent PowerFactory wraz z optymalizacją parametrów regulatora napięcia, regulatora turbiny oraz stabilizatora systemowego.	[175]
	Praca przeglądowa dot. warunków przechodzenia do pracy wyspowej i stabilnej pracy małych elektrowni wodnych, jako źródeł rozproszonych w systemie elektroenergetycznym.	[100]
Samostart źródeł wytwórczych [12,13,61,76,79,95,133,134,153,176,181,183]	Strategia odbudowy zasilania systemu elektroenergetycznego Korei Południowej z wykorzystaniem zdolności do rozruchu autonomicznego elektrowni wodnych oraz gazowych na podstawie modelu systemu w środowisku symulacyjnym PSCAD.	[79]

Obszar badań	Zagadnienie badawcze	Publikacja
	Analiza czasu rozruchu autonomicznego hydrozespołu ze względu na dynamikę zmian w układach regulacji częstotliwości i napięcia.	[76]
	Analiza wpływu trybu regulacji napięcia hydrozespołu na poziomy napięcia w tworzonym torze rozruchowym.	[95]
	Wyznaczenie optymalnej lokalizacji źródeł rozruchowych i podziału po awarii katastrofalnej sieci dla zapewnienia zasilania jak największej liczby stacji elektroenergetycznych w jak najkrótszym czasie z minimalizacją kosztów odbudowy.	[133]
	Optymalizacja strategii uruchamiania źródeł startowych z minimalizacją czasu procesu odbudowy z wykorzystaniem metody dekompozycji drzewowej w teorii grafów.	[13]
	Optymalizacja strategii uruchamiania źródeł startowych z minimalizacją czasu procesu odbudowy z wykorzystaniem metody programowania liniowego całkowitoliczbowego.	[61]
Odporność systemu elektroenergetycznego – ang. <i>resilience</i> [1,12,20,56,70,98,144,168,171,178]	Skuteczna odbudowa zdolności wytwórczych jako element odporności systemu elektroenergetycznego.	[1,56,98]
Optymalizacja strategii odbudowy [13,61,79,95,133,134,144,153,171,173,176,181,183]	Porównanie strategii oddolnej oraz odgórnej do jednoczesnej odbudowy fragmentu systemu elektroenergetycznego oraz ciepłowniczego z wykorzystaniem programowania liniowego.	[171]
	Model jednoczesnej odbudowy fragmentu współzależnych systemów: elektroenergetycznego oraz gazowego, z wykorzystaniem metody programowania liniowego całkowitoliczbowego.	[144]
	Zastosowanie teorii grafów do optymalizacji procesu odbudowy w zakresie podania mocy rozruchowej do źródeł niezdolnych do samostartu, podziału sieci i równoległej odbudowy obszarów.	[134]
	Zastosowanie wielokryterialnego modelu preferencji z wykorzystaniem algorytmu genetycznego do optymalizacji procesu odbudowy w zakresie podania mocy rozruchowej do źródeł niezdolnych do samostartu, podziału sieci i równoległej odbudowy obszarów.	[153]
Analiza ryzyka dla procesów odbudowy [12,20,70,107,115,173,176,168,181,183]	Optymalizacja redukcji obciążenia w stanie awaryjnym systemu elektroenergetycznego ze względu na priorytet odbiorów w oparciu o wielokryterialną metodę analitycznej hierarchizacji i oceny rozmytej FAHP (ang. <i>Fuzzy Analytic Hierarchy Process</i> ).	[107]
	Optymalizacja sekwencji uruchamiania źródeł startowych z minimalizacją czasu procesu odbudowy z wykorzystaniem metody FAHP.	[176]
	Optymalizacja sekwencji uruchamiania źródeł startowych z minimalizacją czasu i kosztów odbudowy i maksymalizacją niezawodności źródeł rozruchowych z wykorzystaniem metody FAHP.	[183]

Obszar badań	Zagadnienie badawcze	Publikacja
	Dobór optymalnej strategii odbudowy zasilania krytycznych odbiorców w sieci dystrybucyjnej ze znacznym udziałem generacji rozproszonej w oparciu o minimalizację ryzyka procesu odbudowy. Autorzy wykorzystali model mieszanin rozkładów Gaussa do reprezentacji funkcji gęstości prawdopodobieństwa mocy wyjściowej ze źródeł wytwórczych dla kilku okresów w celu sformułowania wskaźnika odporności dla rozpatrywanych mikrosieci.	[173]
	Liczbowe określenie ryzyka zawodności systemów komunikacyjnych podczas samostartu jednostek wytwórczych po awarii katastrofalnej systemu elektroenergetycznego. Autorzy przedstawili wielkość utraconej energii elektrycznej w funkcji czasu trwania odbudowy. Finalnie autorzy sformułowali macierz ryzyka dla prawdopodobieństwa uszkodzeń elementów wraz z konsekwencjami reprezentowanymi w postaci utraty mocy dla poszczególnych elementów rozpatrywanego systemu.	[115]
	Model ryzyka wystąpienia zdarzeń o małym prawdopodobieństwie lecz o dotkliwych skutkach, jak np. katastrofy naturalne i ich wpływ na zdolności systemu elektroenergetycznego do odbudowy. Autorzy przeprowadzili jakościową analizę zagrożeń w systemie wraz z analizą konsekwencji i możliwościami odbudowy systemu jako narzędzie do oceny i zarządzania ryzykiem, związanym z wieloma zagrożeniami w sieciach elektroenergetycznych	[168]
	Model statystyczny awarii w sieciach dystrybucyjnych na podstawie danych rzeczywistych jako narzędzie do wyznaczenia wskaźników i funkcji odporności systemu elektroenergetycznego. Wykreślone funkcje odporności określały zależność pomiędzy zasięgiem awarii, wyrażonym jako liczba odbiorców pozbawionych zasilania, a czasem trwania procesu odbudowy.	[20]
	Model awarii kaskadowej zasymulowany dla sieci testowej w celu wyznaczenia optymalnego scenariusza odbudowy z uwzględnieniem ryzyka i finalnie, określeniem wskaźników odporności systemu elektroenergetycznego. Wykreślone funkcje odporności określały zależność liczby odbiorców, którym przywrócono zasilanie w funkcji czasu trwania procesu odbudowy.	[12]
	Model procesu odbudowy zdolności wytwórczych systemu elektroenergetycznego ze znacznym udziałem elektrowni wiatrowych prowadzony w oparciu o minimalizację ryzyka. Na podstawie przeprowadzonych badań symulacyjnych dla sieci testowej, autorzy zwrócili uwagę na problem bilansu mocy biernej i czynnej w tworzonych układach wyspowych oraz na zaburzenia przebiegu częstotliwości w ramach kolejnych procesów łączeniowych, które zwiększają ryzyko niepowodzenia procesu odbudowy.	[181]

Podsumowując zestawiony przegląd literatury, na poszczególnych etapach procesu odbudowy można wyróżnić główne zadania, realizowane w ramach przedstawionych prac:

- wytypowanie strategii odbudowy [13,61,79,95,133,134,144,153,171,173,176,181,183],
- uruchomienie jednostek zdolnych do samostartu [12,13,61,76,79,95,133,134,153,176,181,183],
- przywrócenie zasilania w ramach sieci przesyłowej i na szynach stacji elektroenergetycznych [13,61,79,95,107,132,133,134,144,153,171,173,176,181,183],
- uruchomienie jednostek bez rozruchu autonomicznego poprzez odbudowę ich zdolności wytwórczej ze źródeł rozruchowych [12,13,61,79,95,133,134,144,153,171,173,176,181],
- określenie krytycznych obiorów zgodnie z zadaniem priorytetem i przywrócenie zasilania odbiorcom końcowym [12,13,61,79,95,107,132,133,134,144,153,171,173,176,181],
- synchronizacja podsystemów [134,144,153,171,173,176,181].

W niniejszej pracy poruszono zagadnienie odbudowy zdolności wytwórczych po awarii katastrofalnej systemu elektroenergetycznego, dlatego kwestia przywrócenia zasilania odbiorcom końcowym nie będzie uwzględniana. Z punktu widzenia doboru strategii odbudowy zdolności wytwórczych, proces ten może być rozpatrywany i modelowany jako wielokryterialny, wielostopniowy problem optymalizacyjny, z funkcją celu w postaci:

- minimalizacji czasu trwania procesu odbudowy;
- maksymalizacji zdolności wytwórczych w źródłach, która przejawia się:
  - maksymalizacją dostępności mocy źródeł zdolnych do samostartu,
  - minimalizacją ryzyka przechodzenia źródeł uruchamianych do stanu zimnego,
- minimalizacją ryzyka niepowodzenia procesu odbudowy.

W literaturze, z punktu widzenia charakteru i dynamiki narastania zagrożenia w systemie elektroenergetycznym, wyróżnić można pojęcie niezawodności (ang. *reliability*), rozumianej jako ciągłość i pewność zasilania odbiorców, a także stosunkowo nowe pojęcie odporności (ang. *resilience*) [1,12,20,56,70,98,144,168,

171,178], czyli zdolności systemu do ograniczenia skutków katastrofalnej awarii systemowej, a w przypadku jej wystąpienia, zdolności do odbudowy i powrotu do stanu normalnego. Pojęcie odporności stosowane jest w kontekście zdolności do szybkiego i skutecznego reagowania na wypadek zagrożeń o małym prawdopodobieństwie wystąpienia lecz o dotkliwych konsekwencjach (ang. *HILP – high impact low probability event*), a także w trakcie postępującego rozwoju awarii systemowej, tzn. możliwości wdrażania działań zaradczych [1,56,98]:

- na etapie zapobiegania,
- podczas dynamicznego rozwoju zagrożenia,
- po wystąpieniu awarii,
- na etapie procesu odbudowy systemu po wystąpieniu awarii,
- na etapie powrotu do stanu normalnego.

O ile do oceny niezawodności powszechnie wykorzystuje się metody oparte na wskaźnikach dotyczących czasu i częstości przerw u odbiorców czy wielkości niedostarczonej energii (SAIDI – ang. *System Average Interruption Duration Index* wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy; SAIFI – ang. *System Average Interruption Frequency Index*, wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich; ENS – ang. *Energy Not Supplied*, wskaźnik energii niedostarczonej do odbiorców), tak w kontekście awarii katastrofalnych i zdolności systemu do restytucji, kluczową rolę odgrywa czas odbudowy zdolności wytwórczych w źródłach i przywrócenie zasilania do obiektów infrastruktury krytycznej [56]. Badania w kierunku zdolności systemów elektroenergetycznych do opanowania awarii systemowych wykazują zatem podejście nieorientowane na odbiorcach końcowych, ponieważ priorytetowym działaniem jest odbudowa systemu ze stanu beznapięciowego, a w dalszej kolejności, niezawodne zasilenie odbiorców, dlatego dąży się do tego, aby nowoczesne systemy elektroenergetyczne wykazywały jednocześnie wysoką niezawodność, ale i jednocześnie zdolność do opanowania zagrożeń. Wieloaspektowe porównanie przedstawianych pojęć przedstawiono w Tabeli 5.3.

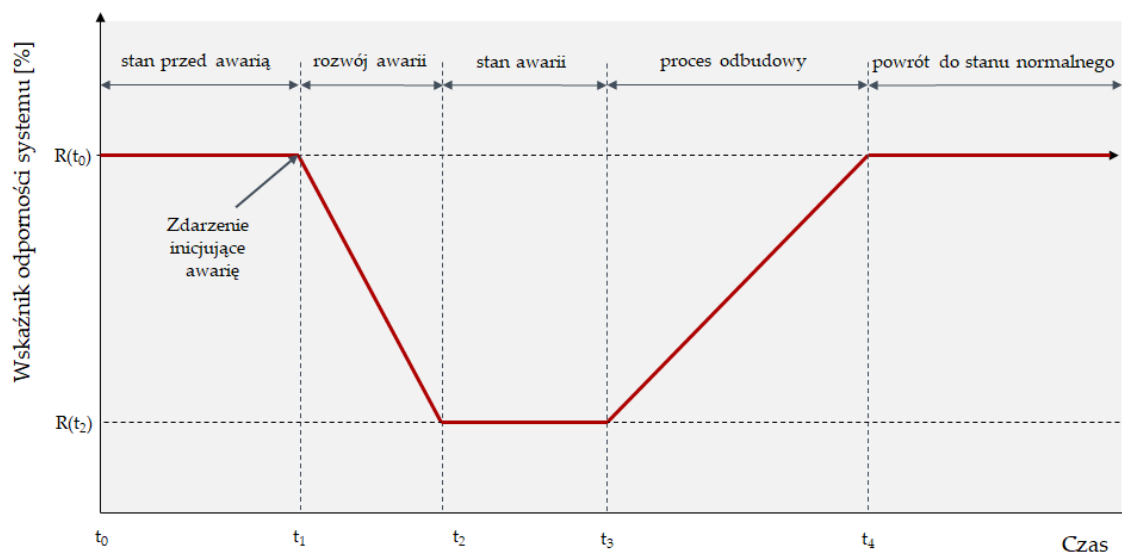
Charakterystyka odporności sieci oraz systemów na wypadek awarii przedstawiana jest w literaturze przy pomocy trapezu odporności [1,12,20,98,168,178]. W przypadku systemu elektroenergetycznego, w którym miała miejsce awaria katastrofalna, skrócenie czasu trwania awarii i zwiększenie dynamiki powrotu do stanu normalnego stanowią funkcje celu w kontekście opanowania zagrożenia awarią systemową, jak przedstawiono na Rysunku 5.1. Stąd, analizy związane ze wzrostem



odporności systemów elektroenergetycznych stanowią temat licznych prac badawczych, skoncentrowanych również na postępujących zmianach w strukturze wytwórczej.

Tabela 5.3. Niezawodność i odporność systemu elektroenergetycznego – porównanie [1,56,98]

Aspekt	Niezawodność systemu	Odporność systemu
Cel	<ul style="list-style-type: none"> <li>Uniknięcie awarii</li> <li>Ograniczenie prawdopodobieństwa awarii</li> <li>Skrócenie czasu awarii po jej wystąpieniu i przywrócenie zasilania odbiorcom końcowym</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Opanowanie awarii katastrofalnej</li> <li>Ograniczenie zasięgu awarii i/lub czasu jej trwania</li> <li>Odbudowa zdolności wytwórczych i przywrócenie zasilania obiektom infrastruktury krytycznej</li> </ul>
Zasięg awarii	Lokalna	Systemowa
Prawdopodobieństwo wystąpienia awarii	Wysokie	Niskie
Konsekwencje awarii dla systemu	Nieznaczące	Dotkliwe
Dynamika zmian parametrów systemu	Niska	Wysoka
Czas przywrócenia zasilania	Krótki	Długi



Rys. 5.1. Trapez odporności systemu elektroenergetycznego w warunkach awarii katastrofalnej. Opracowanie własne na podstawie [1,98]

Biorąc pod uwagę warunki wyboru optymalnej strategii odbudowy systemu elektroenergetycznego na wypadek awarii katastrofalnej na podstawie dostępnych scenariuszy, poza oceną dostępności źródeł, zakłada się minimalizację czasu realizacji strategii ponownego podania napięcia oraz przewidywane ryzyko z nimi związane

[110]. Jeżeli chodzi o badania awarii katastrofalnych w systemie elektroenergetycznym pod kątem analizy ryzyka, wiodącym tematem jest kwestia obrony systemu na wypadek zdarzenia niepożądanego, jakim jest zanik zasilania w systemie [151]. Badania procesu odbudowy zdolności wytwórczych w kontekście analizy ryzyka, liczba prac w tym temacie jest niezwykle ograniczona [12,20,115,168,173,181]. Zagadnienia poruszane w literaturze tematu obejmują ryzyko niedostarczenia energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Jest to zagadnienie niezwykle istotne, jednak stanowi ostatni łańcuch złożonego procesu odbudowy systemu elektroenergetycznego jako całości.

Można zatem stwierdzić, że analiza ryzyka dla procesów odbudowy zdolności wytwórczych stanowi lukę badawczą, która może stanowić narzędzie do szacowania i oceny ryzyka scenariuszy ponownego podawania napięcia w ramach infrastruktury wytwórczej.

### 5.3. NOWE PROPOZYCJE STRATEGII ODBUDOWY ZDOLNOŚCI WYTWÓRCZYCH Z WYKORZYSTANIEM ŹRÓDEŁ OZE

Potencjał zaangażowania źródeł odnawialnych do procesów obrony i odbudowy systemów elektroenergetycznych po awarii katastrofalnej jest tematem licznych prac badawczych, szczególnie w kontekście współpracy źródeł fotowoltaicznych, wiatrowych czy ogniw paliwowych z magazynami energii. Takie podejście stanowi nowe zagadnienie badawcze i istotny krok w kierunku modyfikacji dotychczasowych strategii odbudowy zdolności wytwórczych. Prowadzone w tym zakresie badania naukowe obejmują prace, których przegląd przedstawiono w Tabeli 5.4 [4,16,38,41,52,55,59,60,62,67,72,81-83,86,87,93,94,97,108,109,118,145,154,158,184].

*Tabela 5.4. Badania dotyczące procesu odbudowy systemu elektroenergetycznego po awarii katastrofalnej z uwzględnieniem źródeł OZE – przegląd literatury [4,16,38,41,52,55,59,60,62,67,72,81-83,86,87,93,94,97,108,109,118,145,154,158,184]*

Lp.	Zagadnienie badawcze	Publikacja
<b>Elektrownie wiatrowe morskie oraz połączenia HVDC</b>		
1.	Badania stabilności pracy morskich elektrowni wiatrowych. W pracy przedstawiono m.in. badania symulacyjne dotyczące zmian częstotliwości rezonansowej podczas procesu synchronizacji podsystemu morskiej elektrowni wiatrowej, zamodelowanego jako generator z pierścieniami ślizgowymi, z podsystemem elektrowni pływowej oraz podsystemem pracującym z turbiną gazową i odbiorem o zmiennym obciążeniu. Badania wykazały, że wzrost liczby elementów systemu w postaci dodatkowej generacji z powoduje częstotliwości odpowiadające oscylacjom elektromechanicznym.	[118]
2.	Problem integracji morskich farm wiatrowych z systemem elektroenergetycznym i analiza potencjału wykorzystania wysokonapięciowych łączy kablowych prądu stałego HVDC (ang. <i>High Voltage Direct Current</i> ) w tym zakresie. W artykule poruszono zagadnienie możliwości pracy wyspowej, w którym wskazano, że takie możliwości dają zastosowanie układu technologicznego łącza kablowego HVDC z przekształtnikami o topologii VSC (ang. <i>Voltage Source Converter</i> ), tj. pracujących jako źródła napięciowe. Zaletą układu VSC-HVDC, w stosunku do rozwiązania alternatywnego, tj. zastosowania przekształtników CSC (ang. <i>Current Source Converter/Line-Commutated Converter LLC</i> ), jest zdolność do regulacji częstotliwości, która jest szczególnie istotna dla jednostek pracujących autonomicznie w sieci elastycznej, jak również zdolność do regulacji mocy czynnej i mocy biernej w punkcie przyłączenia. Wspomniane cechy wskazują na potencjał układów przekształtnikowych VSC-HVDC, odpowiedzialnych za wyprowadzenie mocy z morskich farm wiatrowych, do pełnienia roli źródeł samostartujących.	[72]
3.	Autorzy pracy zwracają uwagę, że połączenie VSC-HVDC może pełnić rolę źródła zdolnego do samorozruchu pod warunkiem współpracy z magazynem energii w ramach stacji odbiorczej. Przedstawione w pracy zalety stosowania łączy VSC-HVDC obejmują zdolność do regulacji napięcia oraz częstotliwości w układach wyspowych, co przekłada się na możliwość ich wykorzystania do odbudowy zasilania, nawet w przypadku przesyłu mocy rozruchowej długimi liniami wysokiego napięcia.	[62]
4.	W pracy przedstawiono warunki techniczne odbudowy zasilania z wykorzystaniem połączenia LLC-HVDC przy zmiennym obciążeniu uruchamianego obszaru. Badania symulacyjne wykazały, że dla spełnienia warunków regulacji częstotliwości	[81]

Lp.	Zagadnienie badawcze	Publikacja
	i zmniejszenia oscylacji częstotliwości konieczna jest implementacja dodatkowego regulatora częstotliwości po stronie inwertera.	
5.	Praca przeglądowa dotycząca możliwości wykorzystania generacji wiatrowej oraz połączeń HVDC do procesu odbudowy systemu, a także bateryjnych magazynów energii, transformatorów półprzewodnikowych czy rozległych układów pomiarowych WAMS (ang. <i>Wide Area Measurement Systems</i> ) do wspomagania procesów odbudowy zasilania mikrosieci. Z punktu widzenia wykorzystania połączeń HVDC, autorzy pracy wskazują, że pomimo mniejszych strat komutacyjnych przekształtników CSC-HVDC w stosunku do VSC-HVDC, wymagania w zakresie stabilnych wartości napięcia po stronie odbiorczej na potrzeby komutacji, dyskwalifikują ich udział w procesie odbudowy, również ze względu na brak możliwości pracy wyspowej czy generacji prądu nieciągniętego przy minimalnym obciążeniu. Prowadzone badania w zakresie zdolności przekształtników CSC-HVDC do blackstartu wskazują konieczność ich współpracy z kompensatorem synchronicznym, generatorem Diesla czy statycznym kompensatorem synchronicznym (STATCOM – ang. <i>static synchronous compensator</i> ). W zakresie udziału przekształtników VSC-HVDC w procesie odbudowy autorzy zwracają uwagę na poprawę parametrów wyjściowych i zmniejszenie oscylacji w układach wyspowych przy dodatkowym zastosowaniu układów typu soft-start, szczególnie przy załączaniu elementów toru rozruchowego czy rozruchu urządzeń w ramach uruchamianych elektrowni.	[94]
6.	W pracy przedstawiono wyniki badań zastosowania łącza VSC-HVDC o topologii MMC (ang. <i>Modular Multilevel Control</i> ) w zakresie zdolności do samostartu. Przedstawiono algorytm sekwencji startowej przekształtnika MMC-HVDC do podania napięcia na tor rozruchowy zawierający linię długą, wskazując na korzyści zastosowania układów typu soft-start do minimalizacji ryzyka wystąpienia zbyt wysokiego napięcia na końcu linii długiej. Wyniki symulacji wykazały, że napięcie i częstotliwość układu wydzielonego są utrzymywane w dopuszczalnym zakresie podczas samorozruchu oraz zweryfikowana została zdolność MMC-HVDC do pełnienia roli źródła rozruchowego.	[83]
7.	Badania odpowiedzi dynamicznej zmian napięcia podczas podania napięcia na wydzieloną linię z elektrowni morskiej wiatrowej z wykorzystaniem przekształtnika VSC-HVDC o topologii MMC i możliwości wykorzystania połączenia HVDC do odbudowy zasilania systemu elektroenergetycznego po awarii katastrofalnej. W pracy przedstawiono dwa scenariusze odbudowy. Scenariusz pierwszy zakładał wyposażenie morskiej elektrowni wiatrowej w baterijny magazyn energii (BESS – ang. <i>Battery Energy Storage System</i> ) i połączenie z systemem elektroenergetycznym poprzez przekształtnik VSC-HVDC i transformator 132/345 kV, natomiast w scenariuszu drugim – wyłącznie poprzez transformator 132/345 kV. Wyniki symulacji wskazały na korzyści obecności przekształtnika VSC-HVDC ze względu na zdolność układu do regulacji częstotliwości.	[55]
8.	Praca przeglądowa dotycząca zalet i wad technologii VSC-HVDC w zakresie zdolności do blackstartu, wskazując na możliwości eliminacji negatywnych aspektów i zagrożeń związanych z dotychczasowymi strategiami odbudowy, np. poprzez ograniczenie niebilansowania mocy czynnej i biernej w układzie wydzielonym ze względu na niezależne zadawanie mocy czynnej i biernej na przekształtniku VSC-HVDC; możliwość ograniczenia przepięć w układzie wydzielonym ze względu na zdolności do soft-startu; wspomaganie regulacji częstotliwości nie tylko w stanach awaryjnych, ale również w stanach zagrożenia awarią, szczególnie dla systemów, które w wyniku zastępowania elektrowni konwencjonalnymi źródłami OZE, narażone są na zmniejszenie poziomu inercji systemu. W pracy poruszono również aspekt ekologiczny procesu odbudowy, ponieważ w wyniku zastosowania morskich farm wiatrowych jako źródeł rozruchowych, sumaryczny wpływ procesu odbudowy na środowisko będzie mniejszy niż w przypadku strategii klasycznej.	[38]
9.	Wyniki badań z rzeczywistej próby systemowej blackstartu duńskiej stacji przekształtnikowej VSC HVDC łącza Skagerrak 4, podania napięcia i uruchomienia	[97]

Lp.	Zagadnienie badawcze	Publikacja
	trzech pieców krzemowych w zakładzie przetwórczym Eramet w Norwegii o mocy 30 MW, pracujących w układzie wyspowym (19.11.2014 r.). Autorzy pracy wskazują na możliwość zastosowania jedynie przekształtników VSC-HVDC w zakresie blackstartu, w odróżnieniu od przekształtników CSC-HVDC. W pracy opisano czynności przygotowawcze, w postaci analiz symulacji procesu obudowy z wykorzystaniem łącza VSC-HVDC Skagerrak 4 oraz niezbędne czynności łączeniowe w wydzielanym układzie, a także wyniki i wnioski uzyskane podczas realizowanej próby systemowej. Wyniki próby systemowej pozwalają stwierdzić, że istnieje możliwość zastosowania przekształtników VSC-HVDC do samorozruchu, podania napięcia i odbudowy zasilania odbiorów, przy czym należy indywidualnie przeanalizować nastawy zabezpieczeń dla tworzonych torów rozruchowych. Test wykazał również, że aby w pełni wykorzystać zdolność VSC do uczestnictwa w procesie odbudowy, VSC musi być wyposażony w kontrolę spadku częstotliwości oraz możliwość dostosowania częstotliwości sieci wyspowych do innych sieci/podsystemów, przy czym zalecane jest aby synchronizacja z innymi podsystemami następowała poprzez zamknięcie wyłącznika z kontrolą synchronizacji.	
<b>Elektrownie wiatrowe lądowe</b>		
1.	Autorzy pracy wskazują, że udział elektrowni wiatrowych w procesie odbudowy jest silnie ograniczony, ze względu na przerywany charakter pracy, brak dyspozycyjności, ograniczone zdolności do regulacji częstotliwości i napięcia, stąd ich ponowna integracja z systemem ma miejsce dopiero po powrocie do stanu normalnego. Badania w zakresie zwiększenia roli elektrowni wiatrowych do udziału w procesie odbudowy obejmują współpracę w układach hybrydowych z magazynami energii, turbinami gazowymi, generatorem diesla i urządzeniami STATCOM, czy też w zmodyfikowanym układzie wyprowadzenia mocy w oparciu o połączenie VSC HVDC w celu zwiększenia zdolności do regulacji częstotliwości i napięcia.	[94]
2.	Analiza strategii odbudowy zdolności wytwórczych lądowych farm wiatrowych oraz morskich farm wiatrowych w celu ich ponownej resynchronizacji z systemem elektroenergetycznym po awarii katastrofalnej. Autorzy pracy przedstawili oddolne strategie odbudowy częstotliwości po stronie systemu elektroenergetycznego z wykorzystaniem scenariuszy podania napięcia do farm wiatrowych ze źródeł konwencjonalnych, elektrowni wodnych oraz agregatu prądotwórczego zasilanego olejem napędowym w celu zbadania wpływu różnego rodzaju układów wzbudzenia oraz regulatorów częstotliwości na odpowiedzi dynamiczne tworzonego podsystemu. Dodatkowo przeanalizowano efekty jednoczesnego i sekwencyjnego załączania zróżnicowanej liczby turbin wiatrowych na zmiany prądu i napięcia w układzie oraz wpływ obecności kompensatora synchronicznego na zmiany częstotliwości i napięcia podczas uruchamiania elektrowni wiatrowych w przedstawionych scenariuszach, którego celem było bilansowanie mocy biernej w tworzonym podsystemie.	[93]
3.	W pracy przedstawiono analizę wpływu załączenia farmy wiatrowej do systemu elektroenergetycznego na częstotliwość systemową podczas procesu odbudowy. Wyniki symulacji wskazały na niekorzystny efekt załączenia farmy wiatrowej podczas przywracania zasilania ze względu na wprowadzanie większych oscylacji częstotliwości podczas nagłych zmian generacji, lub jej braku, dlatego autorzy zwrócili uwagę, że udział elektrowni wiatrowych w procesie odbudowy wymaga implementacji dodatkowych układów regulacji. W przeciwnym razie, ponowne przyłączenie elektrowni do systemu może nastąpić dopiero po powrocie do stanu normalnego.	[184]
4.	Autorzy pracy zaprezentowali algorytm strategii optymalizacji procesu odbudowy dla sieci testowej, przyjmując założenie, że elektrownie wiatrowe mogłyby być zdolne do aktywnego uczestnictwa w procesie odbudowy. W badaniach symulacyjnych zbadano takie aspekty jak: lokalizacja farm wiatrowych w sieci, udział mocy generowanej przez elektrownie wiatrowe w całkowitej generacji	[41]

Lp.	Zagadnienie badawcze	Publikacja
	rozpatrywanej sieci, fluktuacje generowanej mocy przez elektrownie wiatrowe ze względu na zmienne warunki wietrzności, zdolność kontroli inercji elektrowni wiatrowych oraz całkowite zastąpienie elektrowni konwencjonalnymi elektrowniami wiatrowymi w procesie odbudowy. Autorzy pracy wskazują, że na potrzeby procesu odbudowy konieczne jest zaangażowanie narzędzi pozwalających na analizę generacji wiatrowej w czasie rzeczywistym, a potencjalna współpraca elektrowni wiatrowych z technologiami magazynowania energii może przynieść korzystne efekty w postaci skrócenia czasu odbudowy i zwiększyć udział źródeł startowych.	
5.	Autorzy pracy zaproponowali hybrydowy system wytwórczy jako źródło startowe do odbudowy zasilania odbiorców, składający się z turbiny gazowej, kompensatora synchronicznego STATCOM oraz elektrowni wiatrowej o regulowanej prędkości. Opracowany algorytm blackstartu systemu wytwórczego polegał na uruchomieniu turbiny gazowej w celu zadania częstotliwości i napięcia w układzie wydzielonym, podanie napięcia do farmy wiatrowej, przy czym moc w układzie jest kontrolowana przez regulator centralny, bazujący na generacji mocy z farmy wiatrowej i na tej podstawie zarządza mocą generowaną z turbiny gazowej, analizując prognozy oraz bieżącą generację. Zmiany parametrów systemu w wyniku uruchamiania odbiorów są kontrolowane z wykorzystaniem regulatora centralnego we współpracy ze STATCOM.	[158]
<b>Magazyny energii współpracujące ze źródłami OZE</b>		
1.	Autorzy pracy wskazują, że zastosowanie bateryjnych magazynów energii do udziału w procesie odbudowy obarczone jest ścisłą zależnością pomiędzy dostępnymi zdolnościami ładowania i rozładowania baterii oraz pracą źródeł współpracujących z danym magazynem energii, przy czym, przy optymalnym doborze mocy i pojemności magazynu zauważyć można zdolności do regulacji częstotliwości w układach wydzielonych jako wspomaganie procesu odbudowy.	[94]
2.	W pracy poruszono negatywny aspekt zmniejszania inercji systemu wskutek wzrostu udziału źródeł wiatrowych oraz fotowoltaicznych w systemach elektroenergetycznych. Autorzy zwracają uwagę, że rozwiązaniem jest integracja elektrowni wiatrowych z technologiami magazynowania energii i kontrola częstotliwości, np. z wykorzystaniem hierarchicznej metody predykcyjnej.	[38]
3.	Autorzy pracy zaproponowali badania symulacyjne procesu odbudowy zdolności wytwórczych elektrowni konwencjonalnej z wykorzystaniem farmy wiatrowej współpracującej z bateryjnym magazynem energii, stanowiącej źródło rozruchowe. Zidentyfikowanymi trudnościami w badaniach symulacyjnych był problem bilansowania mocy biernej w tworzonym torze rozruchowym, liczba pracujących turbin wiatrowych, będących w stanie naładować magazyn energii, a także implementacja odpowiednich układów regulacji napięcia i częstotliwości w układzie magazyn energii i jednostka wytwórcza elektrowni konwencjonalnej.	[86]
4.	W pracy przedstawiono efekt instalacji bateryjnego magazynu energii w sieci przesyłowej na regulację pierwotną podczas pracy wyspowej wydzielonego podsystemu dla trzech typów regulatorów: z członem proporcjonalnym P, członem proporcjonalno całkującym PI oraz regulator częstotliwości wirtualnej inercji. Badania symulacyjne przeprowadzone w programie DIgSilent wykazały, że przy nagłych zmianach statycznego obciążenia w systemie wydzielonym najmniejsze oscylacje częstotliwości były zauważalne dla regulatora typu PI.	[154]
5.	W pracy przedstawiono wyniki testów odbudowy zasilania w obszarze sieci dystrybucyjnej, dla której źródło rozruchowe stanowił litowo-jonowy magazyn energii o mocy 0,75 MW i pojemności 1,5 MWh, współpracujący z lokalnymi farmami wiatrowymi o łącznej mocy 6 MW oraz biogazownią o mocy 0,8 MW. Test miał na celu sprawdzenie zdolności magazynu do pełnienia roli regulacyjnej i bilansującej, a także zdolności do opanowania nagłych zmian obciążenia w wyniku przyłączenia kolejnych podobszarów. Badania potwierdziły zdolność do regulacji napięcia i częstotliwości podczas pracy wyspowej podczas dostosowywania mocy farmy wiatrowej w zależności od zapotrzebowania w obszarze wydzielonym.	[16]

Lp.	Zagadnienie badawcze	Publikacja
6.	Autorzy pracy przedstawili wyniki symulacji procesu odbudowy dla modelu systemu o znacznym udziale urządzeń energoelektronicznych w celu zbadania zjawisk przejściowych. Model zakładał 90% udział elektrowni wiatrowych w strukturze wytwórczej, przyłączonych do systemu przy pomocy baterijnego magazynu energii lub połączenia HVDC, przy czym pozostałe źródła wytwórcze stanowiły jednostki konwencjonalne. Baterijny magazyn energii odpowiadał za regulację generowanej mocy czynnej w związku ze zmianami obciążenia podczas procesu odbudowy, a także za relację częstotliwości w sieci elastycznej. Dodatkową rolą magazynu było zapewnienie napięcia wzbudzenia dla jednostek zdolnych do blackstartu. Badania symulacyjne potwierdziły zdolność do uruchomienia konwencjonalnych jednostek wytwórczych z bateryjnych magazynów energii, a skuteczna odbudowa częstotliwości w całym analizowanym systemie trwała zaledwie 17 minut.	[109]
7.	Punktem wyjścia pracy była rzeczywista próba systemowa odbudowy wydzielonego fragmentu północnego systemu włoskiego, która miała miejsce w roku 2020. Autorzy pracy zaproponowali zaangażowanie do oddolnej strategii odbudowy rozproszonych źródeł OZE, pełniących dotychczas wyłącznie rolę pasywną. W pracy wyróżniono kilka scenariuszy odbudowy systemu, zróżnicowanych ze względu na tryb regulacji częstotliwości w analizowanym podsystemie. Praca źródeł OZE została zamodelowana metodą Monte Carlo. Autorzy pracy zwrócili uwagę, że istotnym kryterium ograniczającym pracę regulatora częstotliwości może być wskaźnik zmiany częstotliwości RoCoF (ang. <i>Rate of Change of Frequency</i> ), który odpowiada dynamice zmian częstotliwości w czasie.	[145]
8.	Analiza wpływu rozwoju źródeł OZE w strukturze wytwarzania na odporność systemu elektroenergetycznego, m.in. ze względu na zdolność źródeł do blackstartu. Autorzy pracy zwracają uwagę na możliwość tworzenia lokalnie bilansujących obszarów ze źródłami rozproszonymi oraz wspieranie procedur blackstartu na podstawie połączeń HVDC w celu podniesienia poziomu odporności całego niemieckiego systemu elektroenergetycznego po transformacji energetycznej.	[52]
9.	W pracy przedstawiono metodę wymiarowania baterijnego magazynu energii na potrzeby odbudowy lokalnie pracującego zakładu przemysłowego w modelu mikrosieci, a także odbudowy zasilania odbiorców, wchodzących w skład analizowanej mikrosieci.	[4]
10.	Praca dotyczy optymalizacji procesu odbudowy zdolności wytwórczych elektrowni konwencjonalnej z elektrowni fotowoltaicznej (PV), powiązanej z baterijnym magazynem energii. W przedstawionym modelu autorzy uwzględnili historyczne dane dotyczące generacji ze źródeł PV wraz z prognozą generacji na podstawie danych meteorologicznych, przy czym jako kluczowy aspekt na potrzeby procesu odbudowy przyjęto stan naładowania magazynu energii. W pracy przedstawiono symulacje procesu odbudowy dla zmiennych warunków atmosferycznych, warunkujących poziom generacji mocy ze źródeł PV, warunkujący stan naładowania. Ostatecznie, badania wykazały, że pełna odbudowa zdolności wytwórczych nie zawsze może dojść do skutku, szczególnie przy dużej rozbieżności pomiędzy bieżącą mocą zapotrzebowaną i niewystarczającym poziomem naładowania baterijnego magazynu energii.	[82]
11.	Autorzy pracy zaproponowali hybrydowy system wytwórczy, składający się z elektrowni wodnej oraz elektrowni PV współpracującej z baterijnym magazynem energii do pełnienia roli źródła rozruchowego dla elektrowni konwencjonalnej. Celem pracy było zasymulowanie zastąpienia układu regulacji pierwotnej i wtórnej jednostki konwencjonalnej regulatorem inwertera baterijnego magazynu energii. Wyniki symulacji wykazały redukcję oscylacji w tworzonym układzie podczas procesu odbudowy z wykorzystaniem magazynu energii w porównaniu do scenariusza odbudowy bazującego na samostarcie elektrowni wodnej.	[108]
12.	W pracy autorzy przedstawili model optymalizacji procesu odbudowy systemu elektroenergetycznego ze znacznym udziałem źródeł odnawialnych, współpracujących z baterijnymi magazynami energii. Przyjęte funkcje celu obejmowały: minimalizację liczby łączów w ramach torów rozruchowych;	[87]

Lp.	Zagadnienie badawcze	Publikacja
	minimalizację czasu odbudowy ze względu na konieczność uruchomienia źródeł konwencjonalnych począwszy od tych pozostających w stanie gorącym i możliwość wykorzystania do procesu odbudowy wyłącznie magazynów energii o odpowiednim stanie naładowania. Pomimo wykazanej zdolności bateryjnych magazynów energii do blackstartu oraz odbudowy zdolności wytwórczych jednostek uruchamianych, autorzy zwracają uwagę na negatywne aspekty związane z magazynami energii, tj. wysokie nakłady inwestycyjne, stosunkowo krótki czas eksploatacji oraz konieczność indywidualnej analizy zdolności magazynów energii do udziału w rzeczywistych procesach odbudowy.	
13.	Badania odpowiedzi częstotliwościowej podczas procesu odbudowy bazującego na bateryjnych magazynach energii. W pracy autorzy przedstawili model odbudowy warunkujący spełnienie wymaganego zapotrzebowania na energię u odbiorców przy ograniczeniach dotyczących bilansu mocy w tworzonym układzie, bieżących zdolności wytwórczych, odpowiedzi częstotliwościowej układów regulacji oraz stan naładowania magazynu energii. Przeprowadzono analizę porównawczą procesu odbudowy zakładającą stopniowy przyrost mocy zapotrzebowanej przez odbiory dla trzech scenariuszy odbudowy: bez udziału magazynu energii oraz z udziałem magazynu energii dla dwóch wariantów pojemności, przy czym nadwyżka mocy generowanej w tworzonym układzie mogła być wykorzystana do procesu ładowania magazynu.	[67]
14.	Na podstawie badań symulacyjnych autorzy wskazali w pracy potencjalne wyzwania, jakie wynikają z prowadzenia procesu odbudowy bazującego na źródłach przyłączonych do systemu elektroenergetycznego przy pomocy inwertera, do których należy zaliczyć: wydłużenie czasu rozruchu silników przy zastosowaniu układu typu soft-start, co przekłada się na wydłużenie całkowitego czasu odbudowy; konieczność analizy harmonicznych w przypadku synchronizacji kilku obszarów pracujących w oparciu o układy inwerterowe; konieczność analizy nastaw zabezpieczeń.	[60]
15.	W pracy przedstawiono badania symulacyjne w zakresie możliwości wykorzystania magazynu energii w procesie odbudowy zdolności wytwórczych poprzez przechodzenie magazynu do pracy wyspowej oraz blackstartu. Autorzy zaproponowali układ regulacji magazynu do pracy w trzech trybach: w stanie normalnym, na potrzeby pracy wyspowej oraz na potrzeby blackstartu. Badania symulacyjne obejmowały zróżnicowane warunki pracy magazynu, takie jak zmienny poziom niezbilansowania mocy, stanu naładowania, pojemności magazynu czy zmienne parametry układów regulacji.	[59]

Na podstawie przedstawionego przeglądu literatury [4,16,38,41,52,55,59,60,62,67,72,81-83,86,87,93,94,97,108,109,118,145,154,158,184] w zakresie zaangażowania źródeł OZE do aktywnego uczestnictwa w procesie odbudowy zdolności wytwórczych można sformułować kilka zasadniczych wniosków.

- 1) Rosnący udział niesterowalnych źródeł OZE w strukturze wytwarzania energii elektrycznej wymusza konieczność opracowania nowych strategii postępowania na wypadek awarii katastrofalnej systemu elektroenergetycznego.
- 2) Ze względu na fluktuacyjny charakter pracy źródeł wiatrowych oraz fotowoltaicznych, a także brak możliwości regulacji częstotliwości oraz napięcia w układach wyspowych, zaangażowanie tego typu źródeł do aktywnego

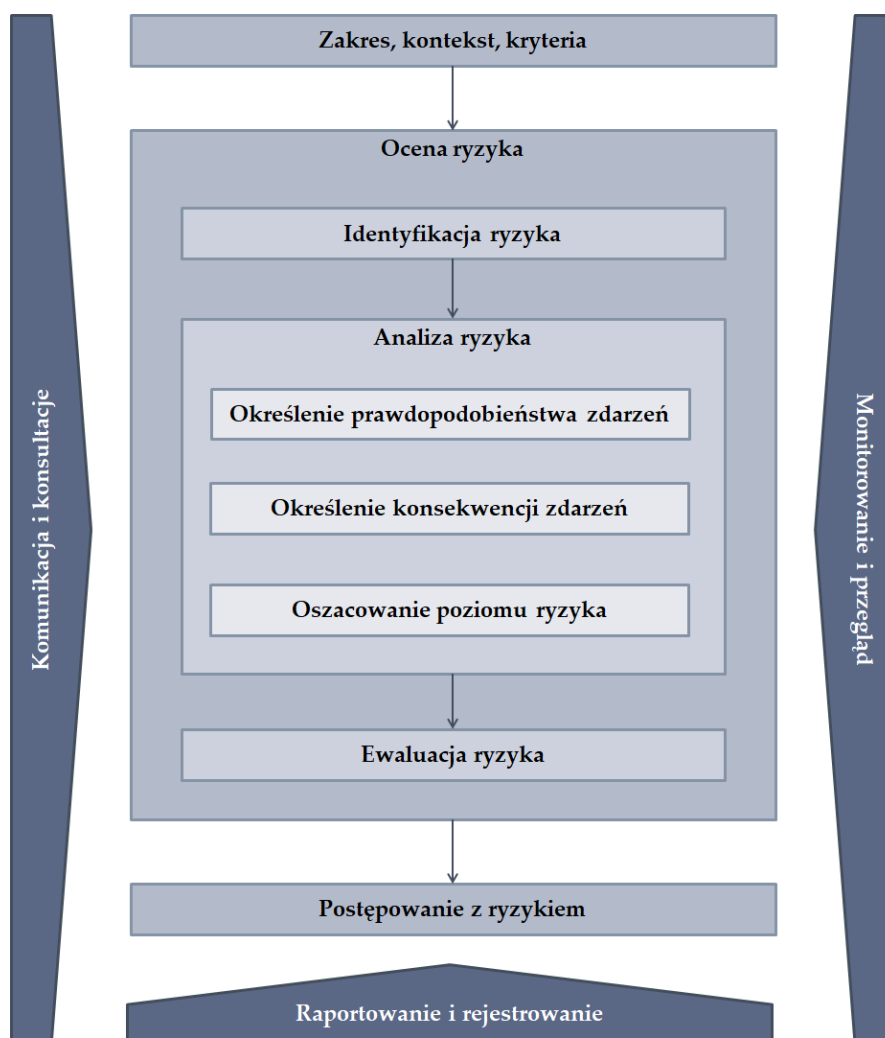


uczestnictwa w procesie odbudowy KSE jest niemożliwe bez współpracy z magazynami energii.

- 3) Badania prowadzone w literaturze wskazują na znaczny potencjał zaangażowania bateryjnych magazynów energii do procesu odbudowy, ze względu na zdolności do regulacji napięcia i częstotliwości w układach wyspowych. Ograniczeniem w zakresie aktywnego uczestnictwa w procesie odbudowy bateryjnych magazynów energii jest ich pojemność oraz bieżący stan naładowania, który może przekładać się na chwilowy brak zdolności do samostartu.
- 4) Znaczny potencjał zaangażowania morskich farm wiatrowych w proces odbudowy zdolności wytwórczych systemu elektroenergetycznego po awarii katastrofalnej jest zauważalny w przypadku integracji tego typu źródeł z systemem elektroenergetycznym przy pomocy połączeń HVDC, jednak jedynie w przypadku pracy z przekształtnikami o topologii VSC, tj. pracujących jako źródło napięcia.
- 5) Pomimo prowadzonych analiz porównawczych dla zróżnicowanych wariantów odbudowy zdolności wytwórczych, obejmujących dotychczasowe strategie odbudowy oraz nowe strategie uwzględniające źródła OZE, w literaturze zdecydowanie brakuje prac związanych z analizą ryzyka dla procesów odbudowy zdolności wytwórczych, co stanowi przesłankę do prowadzenia prac badawczych w tym zakresie.

## 5.4. ZARZĄDZANIE RYZYKIEM

Zarządzanie ryzykiem jest ciągłym, wieloetapowym procesem w obrębie rozpatrywanego zagadnienia, obejmującym ustalenie zakresu i kontekstu, ocenę ryzyka i postępowanie z ryzykiem [174], jak przedstawiono na Rys. 5.2.



Rys. 5.2. Graficzna reprezentacja procesu zarządzania ryzykiem.  
Opracowanie własne na podstawie [58,174].

W literaturze przedstawiane są liczne metody oceny i analizy ryzyka, opierające się na doświadczeniach, statystyce, badaniach probabilistycznych, scenariuszach zdarzeń czy wiedzy eksperckiej. W normie ISO/IEC 31010:2019 *Risk Management – Risk Assessment Techniques* przedstawiono 31 metod analizy i oceny ryzyka stosowanych na poszczególnych etapach zarządzania ryzykiem, które są omawiane w pracach [17,58,174]. Stosowany podział wśród metod oceny ryzyka obejmuje [17]:

- metody jakościowe – określenie ryzyka oraz jego skutków w sposób opisowy;

- metody ilościowe – określenie ryzyka w sposób mierzalny, bazując na danych liczbowych;
- metody mieszane – kombinacja metod jakościowych i ilościowych.

Z punktu widzenia etapów oceny ryzyka, wyróżnić można kolejne aspekty [149]:

- identyfikacja zagrożeń – identyfikacja niepożądanych zdarzeń i związanych z nimi zagrożeń, także możliwych barier ograniczających występowanie tych zagrożeń;
- analiza konsekwencji zdarzeń – analiza skutków wystąpienia danego zagrożenia wraz z ich klasyfikacją;
- analiza prawdopodobieństwa zdarzeń – analiza przyczyn i prawdopodobieństwa ich wystąpienia;
- ocena poziomu ryzyka, na którą składają się:
  - hierarchizacja i klasyfikacja ryzyka,
  - analiza wrażliwości,
  - określenie akceptowalnego poziomu ryzyka,
  - oszacowanie ryzyka w sposób jakościowy lub ilościowy,
- ewaluacja ryzyka – porównanie wyników analizy ryzyka z przyjętymi kryteriami w celu określenia czy ryzyko mieści się w tolerowanym zakresie wraz z określeniem skuteczności stosowanych barier ograniczających zarówno przyczyny, jak i konsekwencje wystąpienia zdarzeń.

W Tabeli 5.5 zestawiono metody oceny ryzyka rekomendowane na potrzeby realizacji działań powiązanych z zarządzaniem ryzykiem i zarządzaniem kryzysowym [17,58,69,149,174].

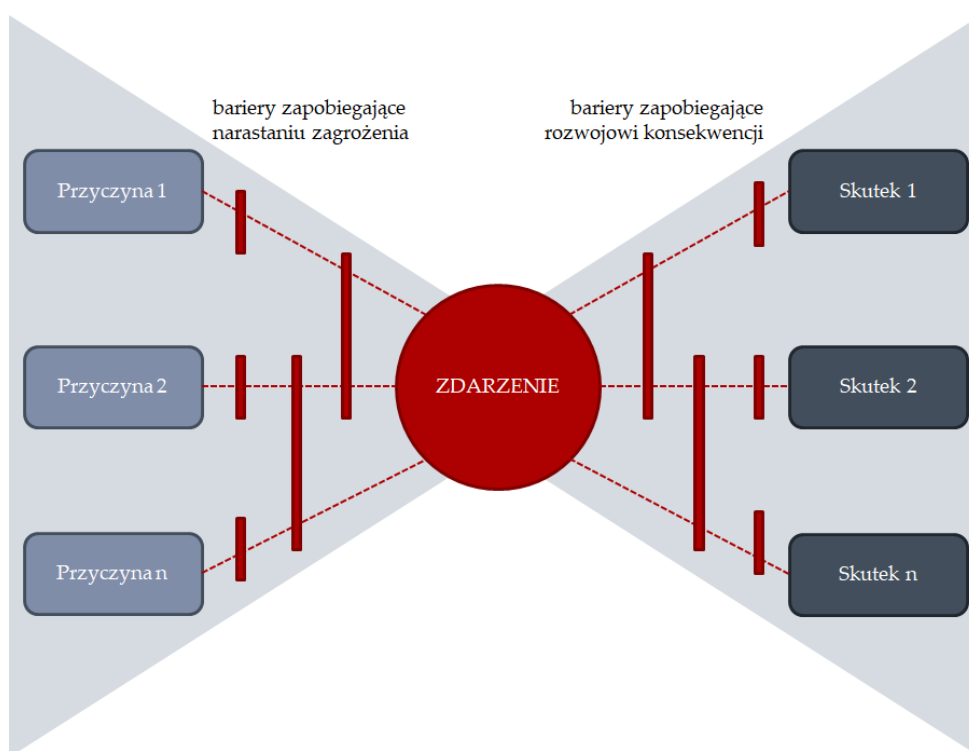
Tabela 5.5. Porównanie metod oceny ryzyka [17,58,69,149,174]

Lp.	Metody oceny ryzyka	Rodzaj metody	Etapy procesu oceny ryzyka				
			Identyfikacja zagrożeń	Analiza ryzyka			Ewaluacja ryzyka
				Analiza konsekwencji	Analiza prawdopodobieństwa zdarzeń	Ocena poziomu ryzyka	
1.	Oceny ekspertów, burza mózgów	J	●●	●	○	○	○
2.	Analiza muchy (ang. <i>bow-tie analysis</i> )	J	●	●●	●	●	●
3.	Analiza przyczynowo-skutkowa	J	●	●●	●●	●	●
4.	Analiza warstw ochrony LOPA (ang. <i>Layers of Protection Analysis</i> )	M	●	●●	●	●	○
5.	Analiza rodzajów i skutków możliwych błędów FMEA (ang. <i>Failure Mode and Effects Analysis</i> )	M	●●	●●	●●	●●	●●
6.	Analiza drzewa błędów FTA (ang. <i>Fault Tree Analysis</i> )	M	●	○	●●	●	●
7.	Analiza drzewa zdarzeń ETA (ang. <i>Event Tree Analysis</i> )	M	○	●●	●	●	○
8.	Analiza niezawodności człowieka HRA (ang. <i>Human Reliability Analysis</i> )	M	●●	●●	●●	●●	●
9.	Zapowiedź analizy i zapowiedź analizy obwodu SA/SCA (ang. <i>Sneak Analysis &amp; Sneak Circuit Analysis</i> )	J	●	○	○	○	○
10.	Utrzymanie ukierunkowane na niezawodność	M	●●	●●	●●	●●	●●
11.	Analiza scenariuszy	J	●●	●●	●	●	●
12.	Macierz ryzyka prawdopodobieństw/konsekwencji	M	○	●	●	●●	●
13.	Analiza SWIFT "co, jeśli" (ang. <i>Structured "what - if" Technique</i> )	J	●●	●●	●	●	●
14.	Analizy Monte-Carlo	I	○	●	●	●	●●
15.	Analizy prawdopodobieństwa	I	●●	●●	●●	●	●
16.	Analiza kosztów i korzyści	I	○	●●	○	○	●●
17.	Analiza wielokryterialna	M	●	○	○	○	●●

Legenda: ○ – niestosowana, ● – stosowana, ●● – często stosowana

Rodzaj metody: I – ilościowa, J – jakościowa, M – mieszana

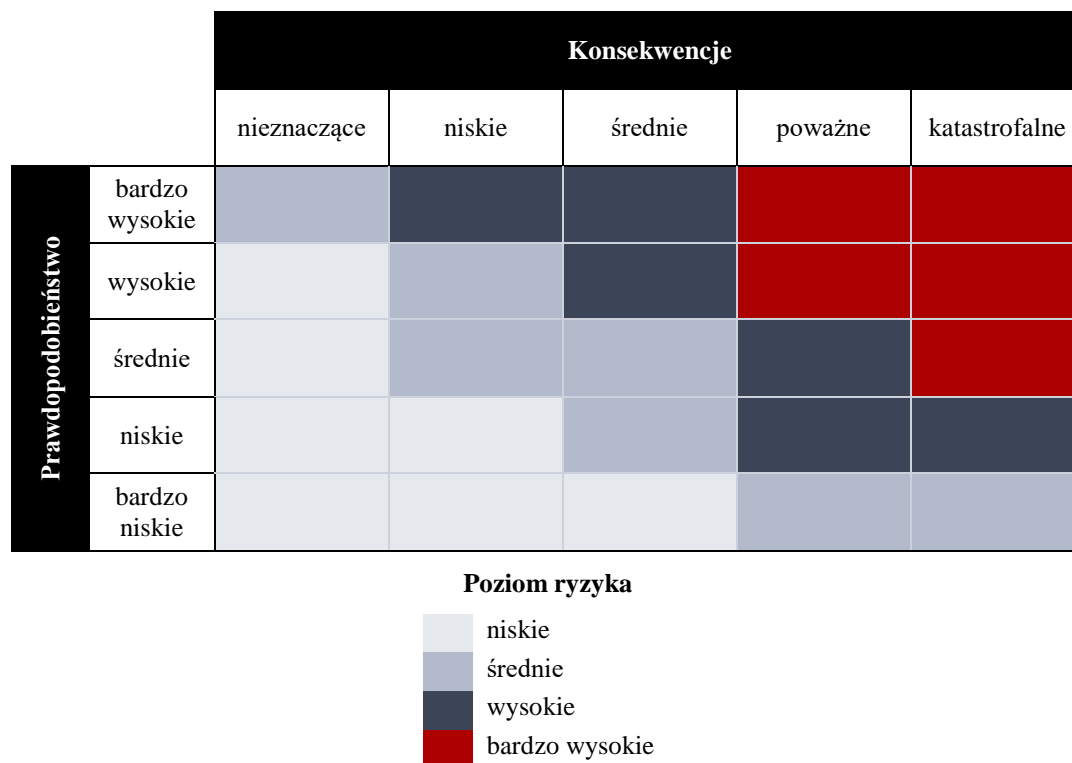
Z punktu widzenia jakościowej analizy przyczyn oraz konsekwencji zdarzeń niepożądanych, na podstawie zestawienia przedstawionego w Tabeli 5.5 wyróżnić można liczne metody graficzne, takie jak drzewa błędów, drzewa zdarzeń czy analizy przyczynowo-skutkowe [174]. Szczególną metodą pozwalającą na opracowanie struktury przyczyn oraz konsekwencji zdarzeń niepożądanych może być model muchy, który stanowi schematyczny sposób opisywania i analizowania ścieżek rozwoju zdarzenia od przyczyny do konsekwencji, ze wskazaniem możliwych barier. Strukturalnie, diagram muchy stanowi połączenie drzewa przyczyn oraz drzewa konsekwencji zdarzeń, jak przedstawiono na Rysunku 5.3 i jest to metoda znajdująca zastosowanie w pracach dotyczących systemu elektroenergetycznego [39,149,151].



Rys. 5.3. Graficzna reprezentacja diagramu ideowego metody muchy.  
Opracowanie własne na podstawie [151].

Mieszane metody oceny ryzyka, określane jako ilościowo-jakościowe polegają najczęściej na identyfikacji zagrożeń i skutków zdarzeń niepożądanych z zastosowaniem metod analizy jakościowych, a następnie skwantyfikowanie poziomu ryzyka z zastosowaniem ilościowych metod analizy [17]. Powszechnie stosowaną metodą, pozwalającą na klasyfikację, hierarchizację i postępowania z ryzykiem jest tworzenie macierzy ryzyka, obejmującej prawdopodobieństwo i konsekwencje zagrożenia, zgodnie z przyjętym poziomem ufności [174], jak przedstawiono na Rysunku 5.4. Poza jakościowym wyznaczeniem poziomu ryzyka, na podstawie

macierzy ryzyka możliwe jest również porównywanie scenariuszy zdarzeń. Macierze ryzyka dotyczące wystąpienia awarii katastrofalnych systemów elektroenergetycznych i prowadzenia procesu odbudowy po wystąpieniu awarii przedstawiono w pracach [2,39,115].



Rys. 5.4. Matryca ryzyka. Opracowanie własne na podstawie [174].

Liczbowe określenie poziomu ryzyka realizowane jest w wykorzystaniu ilościowych metod oceny ryzyka, których podstawą jest kwantyfikacja prawdopodobieństwa zdarzeń i wystąpienia konsekwencji dla przyjętych scenariuszy. Klasyczne ujęcie ilościowej oceny ryzyka zdefiniowali Stanley Kaplan i B. John Garrick (1981) [68], określając ryzyko probabilistyczne „zbiorem trójki”, tj. uwzględniając scenariusz awarii, prawdopodobieństwo wystąpienia danego scenariusza oraz wielkość konsekwencji, reprezentowanych jako sekwencja zdarzeń, wynikająca z danego scenariusza. Przedstawione klasyczne liczbowe ujęcie ryzyka jest kontynuowane w aktualnych pracach badawczych, bazujących na metodach probabilistycznych, korzystając z rzeczywistych danych statystycznych [20,39,70,82,104] lub przy zastosowaniu narzędzi modelowania matematycznego, np. metody Monte Carlo [37,102,145]. W zakresie zagrożenia systemu elektroenergetycznego awarią katastrofalną, liczbowe określenie ryzyka jest przedmiotem licznych prac naukowych, szczególnie w zakresie rozwoju awarii i kaskadowych wyłączeń elementów systemu elektroenergetycznego [2,22,29,36,37,39,

42,70,84,90,92,102,104,106,115,163,168,172,173,177,178]. Reprezentacja wyników ilościowej analizy ryzyka w tym zakresie najczęściej ma formę wykresu zależności dotkliwości danego zdarzenia (wielkość energii niedostarczonej do odbiorców, utrata mocy dyspozycyjnych, czas trwania awarii, liczba elementów wyłączonych z systemu wskutek awarii, koszty poniesione wskutek awarii) w funkcji prawdopodobieństwa jego wystąpienia.

Końcowym procesem w ramach zarządzania ryzykiem jest ewaluacja ryzyka, na potrzeby której istnieje możliwość wykorzystania wyników oceny ryzyka, prowadzonej w oparciu o ilościowe metody analizy ryzyka, np. analiza probabilistyczna czy analiza kosztów i korzyści. W przypadku złożonych procesów, związanych z wieloaspektowym problemem ryzyka, metodą ewaluacji ryzyka jest często analiza wielokryterialna [22,29,80,87,104,152,153,168,176,177,183]. Wśród metod analizy wielokryterialnej wyróżnić można m.in.:

- metodę analitycznej hierarchizacji AHP (ang. *Analytic Hierarchy Process*) [29,107,176,177,183],
- metodę entropii [29],
- metodę bazującą na elementach logiki rozmytej [107,176,183],
- metodę punktu idealnego [22,87].

## 6. BADANIA SYMULACYJNE PROCESÓW ODBUDOWY ZDOLNOŚCI WYTWÓRCZYCH

### 6.1. WPROWADZENIE

W ramach niniejszej pracy dokonano oceny skuteczności działań w warunkach blackoutu przeprowadzając badania symulacyjne procesu odbudowy zdolności wytwórczych po awarii katastrofalnej z wykorzystaniem modeli opracowanych w środowisku DIgSILENT PowerFactory. Badania te umożliwiają przeprowadzenie analizy, której zadaniem jest wskazanie newralgicznych aspektów związanych z procesem odbudowy zdolności wytwórczych. Na potrzeby takiej analizy opracowano modele symulacyjne, składające się z:

- źródła rozruchowego,
- toru rozruchowego,
- źródła uruchamianego.

W celu porównania wyników badań symulacyjnych z danymi rzeczywistymi, utworzony został model weryfikacyjny toru rozruchowego (podrozdział 6.2), dotyczący zrealizowanej próby systemowej uruchomienia bloku nr 6 Elektrowni Turów z Elektrowni Wodnej Dychów w dniu 10.07.2016 r., w organizacji której uczestniczył m.in. zespół z Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Poznańskiej [44-48].

Analizowane na modelach symulacyjnych scenariusze odbudowy zdolności wytwórczych zostały podstawowo zróżnicowane pod kątem typu źródła rozruchowego. W przyjętych analizach wzięto pod uwagę aktualnie rozpatrywane strategie odbudowy, a także zaprezentowano wyniki nowych propozycji udziału źródeł odnawialnych w procesach odbudowy zdolności wytwórczych, jak wyszczególniono poniżej:

- 1) Scenariusz S1 – odbudowa zdolności wytwórczych z wykorzystaniem elektrowni wodnej,
- 2) Scenariusz S2 – odbudowa zdolności wytwórczych z wykorzystaniem elektrowni gazowej,
- 3) Scenariusz S3 – odbudowa zdolności wytwórczych z wykorzystaniem bateryjnego magazynu energii współpracującego z lądową elektrownią wiatrową,



- 4) Scenariusz S4 – odbudowa zdolności wytwórczych z wykorzystaniem morskiej elektrowni wiatrowej przyłączonej z wykorzystaniem łącza VSC-HVDC oraz bateryjnego magazynu energii,
- 5) Scenariusz S5 – odbudowa zdolności wytwórczych z wykorzystaniem strategii odgórnej podania napięcia z sąsiedniego systemu elektroenergetycznego przy pomocy połączenia transgranicznego.

Dla każdego z analizowanych scenariuszy przeprowadzono badania symulacyjne odpowiedzi dynamicznych podczas sekwencyjnego załączania elementów toru rozruchowego, zróżnicowanego pod kątem:

- długości toru rozruchowego, dla trzech wariantów długości linii 220 kV, będących odzwierciedleniem lokalizacji źródła rozruchowego względem uruchamianych napędów:
  - L1 = 50 km,
  - L2 = 100 km,
  - L3 = 150 km,
- typu źródła uruchamianego, rozpatrywanego w dwóch wariantach:
  - M1÷M6 – odbiory dynamiczne w postaci silników asynchronicznych o rozruchu bezpośrednim, będących reprezentacją urządzeń potrzeb własnych bloku uruchamianej elektrowni, bądź urządzeń technologicznych obiektów przemysłowych,
  - OD110 – odbiór statyczny, będący reprezentacją obszaru o zadanym poborze mocy czynnej, wydzielonego z systemu elektroenergetycznego na skutek awarii katastrofalnej.

Kluczowe parametry elementów zamodelowanego toru rozruchowego oraz uruchamianych odbiorów zestawiono kolejno w Tabelach 6.1-6.2. Kluczowe parametry dotyczące źródeł rozruchowych dla rozpatrywanych scenariuszy S1-S5 przedstawiono w kolejnych rozdziałach rozprawy.

Tabela 6.1. Struktura i dane znamionowe zamodelowanego toru rozruchowego [91,47]

Lp.	Nazwa	Oznaczenie na schemacie	Charakterystyczne parametry	
1.	Linia 110 kV	L110	Napięcie znamionowe	$U_n = 110 \text{ kV}$
			Długość	$l = 20 \text{ km}$
			Typ	linia napowietrzna
			Rezystancja jednostkowa	$R' = 0,1246 \Omega/\text{km}$
			Reaktancja jednostkowa	$X' = 0,4 \Omega/\text{km}$
			Susceptancja jednostkowa	$B' = 0,337 \mu\text{S}/\text{km}$
2.	Rozdzielnia 110 kV	R110	Napięcie znamionowe	$U_n = 110 \text{ kV}$
3.	Autotransformator 110/220 kV	AT110/220	Znamionowe napięcie strony górnej	$U_{nGN} = 230 \text{ kV}$
			Znamionowe napięcie strony dolnej	$U_{nDN} = 120 \text{ kV}$
			Moc znamionowa	$S_n = 160 \text{ MVA}$
			Układ połączeń	YNyn0
			Przełącznik zaczeów	$\pm 10 \times 1\% \text{ GN}$
			Napięcie zwarcia	$u_{z\%} = 9,69\%$
			Prąd biegu jałowego	$i_{0\%} = 0,23\%$
4.	Rozdzielnia 220 kV	R220/1	Napięcie znamionowe	$U_n = 220 \text{ kV}$
5.	Linia 220 kV	L220	Napięcie znamionowe	$U_n = 220 \text{ kV}$
			Długość	$L1 = 50 \text{ km}$ $L2 = 100 \text{ km}$ $L3 = 150 \text{ km}$
			Typ	linia napowietrzna
			Rezystancja jednostkowa	$R' = 0,1246 \Omega/\text{km}$
			Reaktancja jednostkowa	$X' = 0,9134 \Omega/\text{km}$
			Susceptancja jednostkowa	$B' = 1,339 \mu\text{S}/\text{km}$
			6.	Rozdzielnia przebiegowniana 220 kV
7.	Transformator 220/15 kV	T220/15	Znamionowe napięcie strony górnej	$U_{nGN} = 230 \text{ kV}$
			Znamionowe napięcie strony dolnej	$U_{nDN} = 15,75 \text{ kV}$
			Moc znamionowa	$S_n = 305 \text{ MVA}$
			Układ połączeń	YNd11
			Przełącznik zaczeów	$\pm 8 \times 1,25\% \text{ GN}$
			Napięcie zwarcia	$u_{z\%} = 7\%$
			Prąd biegu jałowego	$i_{0\%} = 1\%$

Lp.	Nazwa	Oznaczenie na schemacie	Charakterystyczne parametry	
8.	Transformator 15/6,3 kV	T15/6	Znamionowe napięcie strony górnej	$U_{nGN} = 15,75 \text{ kV}$
			Znamionowe napięcie strony dolnej	$U_{nDN} = 6,3 \text{ kV}$
			Moc znamionowa	$S_n = 50 \text{ MVA}$
			Układ połączeń	Yy0
			Przełącznik zaczeów	$\pm 8 \times 1,25\% \text{ GN}$
			Napięcie zwarcia	$u_{z\%} = 7\%$
			Prąd biegu jałowego	$i_{0\%} = 1\%$
9.	Rozdzielnia 6,3 kV	R6	Napięcie znamionowe	$U_n = 6,3 \text{ kV}$

Tabela 6.2. Dane znamionowe zamodelowanych uruchamianych odbiorów [47]

Lp.	Nazwa	Oznaczenie na schemacie	Dane znamionowe				
			Moc czynna $P_n$	Napięcie $U_n$	Współczynnik mocy $\cos\phi$	Krotność prądu rozruchowego $I_r/I_n$	Prędkość obrotowa $n$
1.	Silnik 1 (pompa wody zasilającej)	M1	4 MW	6,3 kV	0,9	5	1485 rpm
2.	Silnik 2 (pompa wody chłodzącej)	M2	1,25 MW	6,3 kV	0,8	5	495 rpm
3.	Silnik 3 (pompa kondensatu)	M3	0,6 MW	6,3 kV	0,9	5	1485 rpm
4.	Silnik 4 (wentylator spalin)	M4	3 MW	6,3 kV	0,9	5	966 rpm
5.	Silnik 5 (wentylator powietrza pierwotnego)	M5	2,5 MW	6,3 kV	0,9	5	1487 rpm
6.	Silnik 6 (wentylator powietrza wtórnego)	M6	1 MW	6,3 kV	0,86	5	1489 rpm
7.	Odbiór statyczny 110 kV	OD110	20 MW	110 kV	0,9	-	-

Badania symulacyjne prowadzone dla poszczególnych scenariuszy odbudowy zdolności wytwórczych mają na celu wskazanie dynamiki zmian parametrów i ewentualnych przekroczeń w tworzonym układzie elastycznym podczas tworzenia toru rozruchowego oraz przywracania zasilania kolejnym odbiorom wraz z minimalizacją czasu trwania procesu odbudowy. Obserwowane parametry obejmują: zmianę mocy czynnej oraz mocy biernej źródeł rozruchowych, zmianę poziomu napięcia przyelektrownianej rozdzielni źródeł rozruchowych, poziom napięcia na końcu linii długiej, a także zmianę częstotliwości w tworzonym układzie. Krytycznymi wielkościami, po przekroczeniu których proces odbudowy definitywnie uznaje się za nieskuteczny są zmiany napięcia i/lub częstotliwości na poziomie [34,75]:

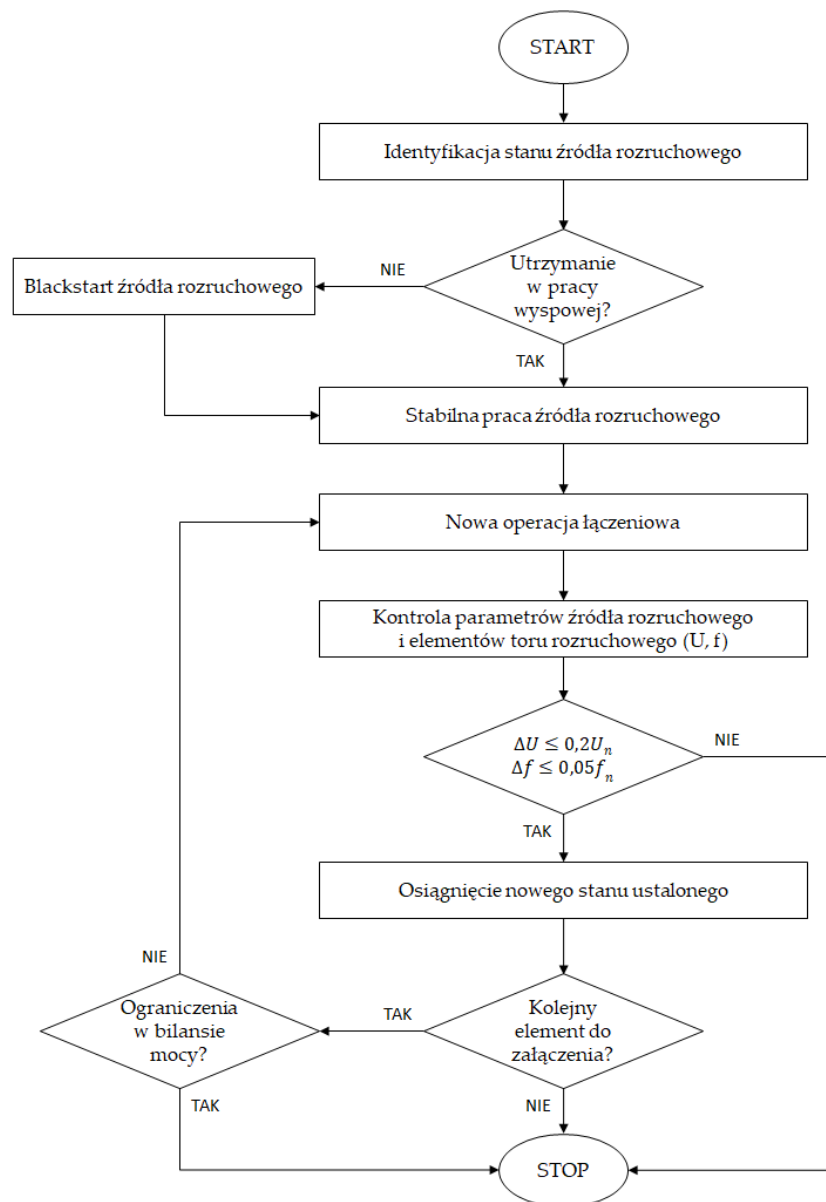
- $\Delta U \geq 0,2U_n$ ,
- $\Delta f \geq 0,05f_n$ .

Stąd, ograniczenie dotyczące krytycznych wielkości częstotliwości oraz napięcia w tworzonym układzie wydzielonym przedstawiają się następująco:

$$0,8U_n \leq U_i \leq 1,2 U_n \quad (1)$$

$$47,5 \text{ Hz} \leq f_i \leq 52,5 \text{ Hz} \quad (2)$$

W związku z powyższym, prowadzenie kolejnych czynności łączeniowych w modelowanych torach rozruchowych odbywało się zgodnie z zadaniem algorytmem, przedstawionym na Rysunku 6.1.



Rys. 6.1. Algorytm prowadzenia czynności łączeniowych w tworzonym torze rozruchowym.

## 6.2. ODBUDOWA ZDOLNOŚCI WYTWÓRCZYCH Z WYKORZYSTANIEM ELEKTROWNI WODNEJ – MODEL WERYFIKACYJNY

Model weryfikacyjny uruchomienia bloku Elektrowni Turów z Elektrowni Wodnej Dychów został utworzony w celu porównania wyników symulacji w programie DIgSILENT PowerFactory z wynikami rzeczywistej próby systemowej, która miała miejsce 10.07.2016 r. Struktura układu wydzielonego obejmowała urządzenia i układy zestawione poniżej [44,45,48]:

### a) Źródło rozruchowe

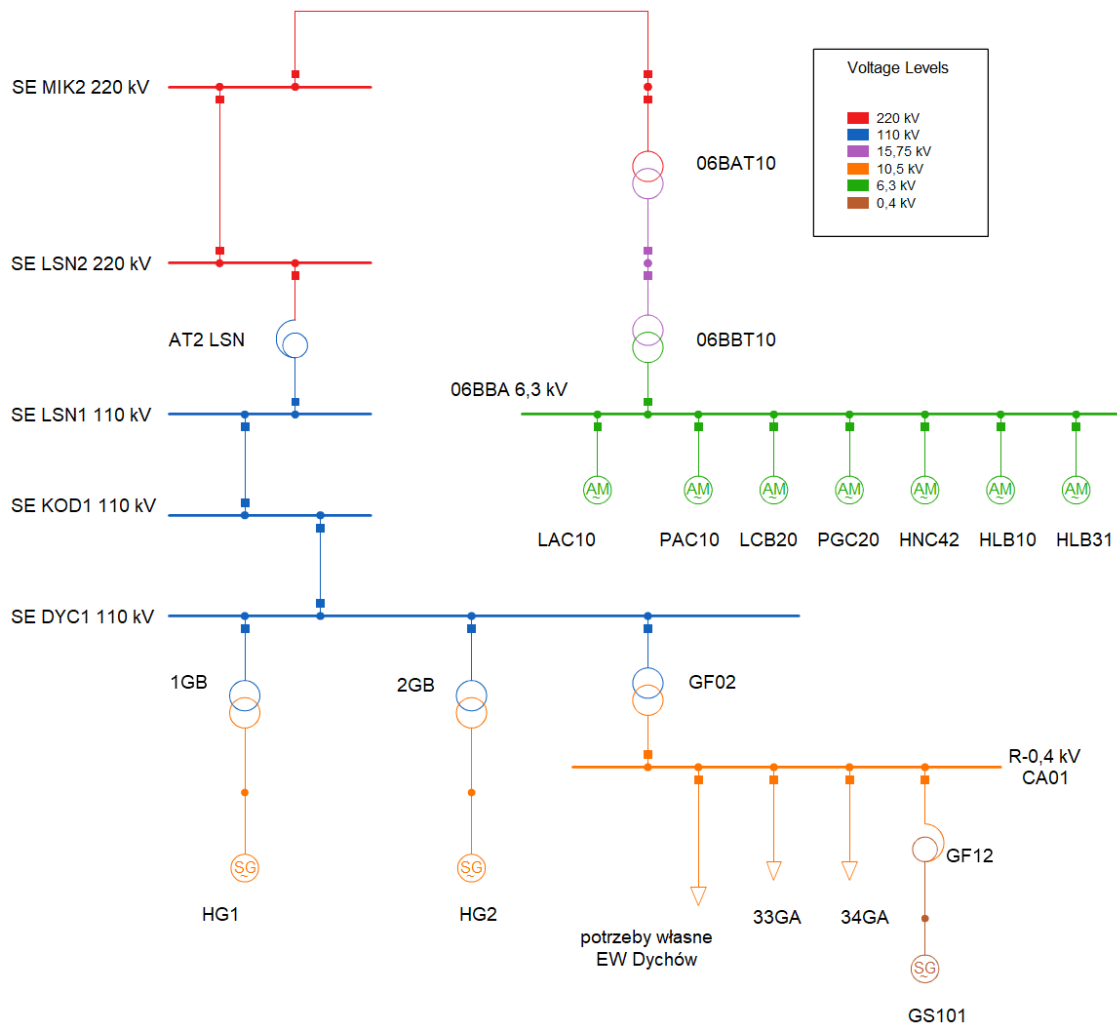
- hydrogeneratory HG1 oraz HG2 o mocy znamionowej  $S_n = 34,7 \text{ MVA}$  i napięciu znamionowym  $U_n = 10,5 \text{ kV}$  wraz z przynależnymi układami i urządzeniami technologicznymi,
- transformatory blokowe 1GB oraz 2GB  $125 \pm 12,5\% / 10,5 \text{ kV}$  o mocach  $S_n = 40 \text{ MVA}$ ,
- transformator potrzeb ogólnych GF02  $120 \pm 10\% / 10,5 \text{ kV}$  o mocy  $S_n = 25 \text{ MVA}$ ,
- transformator potrzeb ogólnych GF12  $10,5/0,4 \text{ kV}$  o mocy  $S_n = 0,63 \text{ MVA}$ ,
- agregat prądotwórczy Diesla GS101 o mocy  $P_n = 200 \text{ kW}$ ,
- rozdzielnia potrzeb własnych i ogólnych elektrowni R-0,4 kV CA01,
- sekcja rozdzielni potrzeb własnych i ogólnych elektrowni R-10,5 kV AC01,
- pompy akumulacyjne 33GA i 34GA z silnikami synchronicznymi o mocach znamionowych  $P_n = 5,5 \text{ MW}$  oraz  $Q_n = 1,1 \text{ Mvar}$  – odbiory dociążające hydrozespoły.

### b) Tor rozruchowy

- stacje elektroenergetyczne:
  - SE 110 kV/SN Dychów (DYC1),
  - SE 110 kV/SN Krosno Odrzańskie (KOD1),
  - SE 220/110 kV Leśniów:
    - rozdzielnia R-110 kV (LSN1),
    - autotransformator AT-2 230 ( $\pm 12 \times 1,01\%$ ) / 120/15,75 kV o mocy 160/160/16 MVA,
    - rozdzielnia R-220 kV (LSN2) system szyn B,

- SE 220/110 kV Mikułowa (MIK2),
  - linie 110 kV (długość ok. 23,4 km):
    - linia Dychów – Krosno Odrzańskie (5,1 km),
    - linia Krosno Odrzańskie – Leśniów (18,3 km),
  - linie 220 kV (długość ok. 131,1 km):
    - linia Leśniów – Mikułowa (107,1 km),
    - linia blokowa bloku nr 6 Elektrowni Turów (24 km).
- c) Źródło uruchamiane
- blok energetyczny nr 6 w Elektrowni Turów o mocy  $P_n = 261 \text{ MW}$  wraz z układami i urządzeniami technologicznymi niezbędnymi dla jego pracy,
  - transformator blokowy 06BAT10 230( $\pm 8 \times 1,25\%$ )/15,75 kV o mocy  $S_n = 305 \text{ MVA}$ ,
  - transformator potrzeb własnych 06BBT10 15,75( $\pm 8 \times 1,25\%$ )/6,3/6,3 kV o mocy 50/25/25 MVA,
  - rozdzielnia 06BBA R-6,3 kV potrzeb własnych wraz z zasilanymi z niej napędami.

Model obliczeniowy został utworzony na podstawie danych technicznych poszczególnych urządzeń uczestniczących w próbie systemowej, zgodnie ze schematem toru rozruchowego, przedstawionym na Rys. 6.2. Szczegółowa lista parametrów urządzeń modelowanych w rozpatrywanej analizie umieszczona jest w Załączniku do niniejszej rozprawy.



Rys. 6.2. Schemat toru rozruchowego dla modelu odbudowy zdolności wytwórczych bloku Elektrowni Turów z Elektrowni Wodnej Dychów – model weryfikacyjny.

Badania symulacyjne obejmowały kolejno:

- 1) Samostart hydrozespołów HG1 oraz HG2 Elektrowni Wodnej Dychów z wykorzystaniem agregatu prądotwórczego Diesla;
- 2) Podanie napięcia i mocy rozruchowej z Elektrowni Wodnej Dychów do zasilania napędów urządzeń potrzeb własnych bloku Elektrowni Turów wydzielonym toru rozruchowym poprzez sekwencyjne załączenia kolejnych elementów toru wraz z regulacją napięcia w tworzonym układzie wydzielonym;
- 3) Dociążenie hydrozespołów poprzez załączenie pomp akumulacyjnych 33GA i 34GA z silnikami synchronicznymi o mocach znamionowych  $P_n = 5,5 \text{ MW}$  oraz  $Q_n = 1,1 \text{ Mvar}$  każda;
- 4) Sekwencyjne uruchomienia napędów 6,3 kV przyłączonych do rozdzielni 06BBA R-6,3 kV potrzeb własnych bloku Elektrowni Turów:



- pompa wody zasilającej LAC10 o mocy  $P_n = 4,5 \text{ MW}$ ,
- pompa wody chłodzącej PAC10 o mocy  $P_n = 1,25 \text{ MW}$ ,
- pompa kondensatu LCB20 o mocy  $P_n = 0,63 \text{ MW}$ ,
- pompa zamkniętego układu wody chłodzącej PGC20 o mocy  $P_n = 0,315 \text{ MW}$ ,
- wentylator spalin HNC42 o mocy  $P_n = 3,4 \text{ MW}$ ,
- wentylator powietrza pierwotnego HLB10 o mocy  $P_n = 2,5 \text{ MW}$ ,
- wentylator powietrza wtórnego HLB31 o mocy  $P_n = 1 \text{ MW}$ .

Zestawienie poziomów napięć w trakcie realizacji sekwencji łączeniowych zgodnie z przyjętym harmonogramem czasowym przedstawiono w Tabeli 6.3. Przyjęte czasy załączeń kolejnych elementów tworzonego toru rozruchowego wynikały z czasu potrzebnego na ustabilizowanie parametrów po kolejnych zjawiskach dynamicznych i osiągnięciu nowego stanu ustalonego. Przykładowe wyniki symulacji po uruchomieniu pompy wody zasilającej LAC10 przedstawiono na Rysunku 6.3.

Na podstawie wyników symulacji można zauważyć, że ze względu na występowanie zjawisk dynamicznych, minimalny teoretyczny czas potrzebny na uruchomienie urządzeń potrzeb własnych konwencjonalnego bloku Elektrowni Turów z wykorzystaniem hydrozespołów Elektrowni Dychów wyniósł ok. 20 minut. Kluczowym etapem tworzenia toru rozruchowego było załączenie linii 220 kV Leśniów-Mikułowa o długości 107,1 km. Zmiana rozptywu mocy biernej w tworzonej układzie wydzielonym, związana z mocą ładowania linii, skutkowała wystąpieniem podwyższonej wartości napięcia na jej końcu. W związku z powyższym, istniała konieczność obniżenia napięcia źródeł rozruchowych w celu uniknięcia zadziałania zabezpieczeń nadnapięciowych w wydzielonym obszarze 220 kV. Porównanie wyników symulacji z przebiegami uzyskanymi podczas próby systemowej zestawiono na Rysunkach 6.4-6.5.

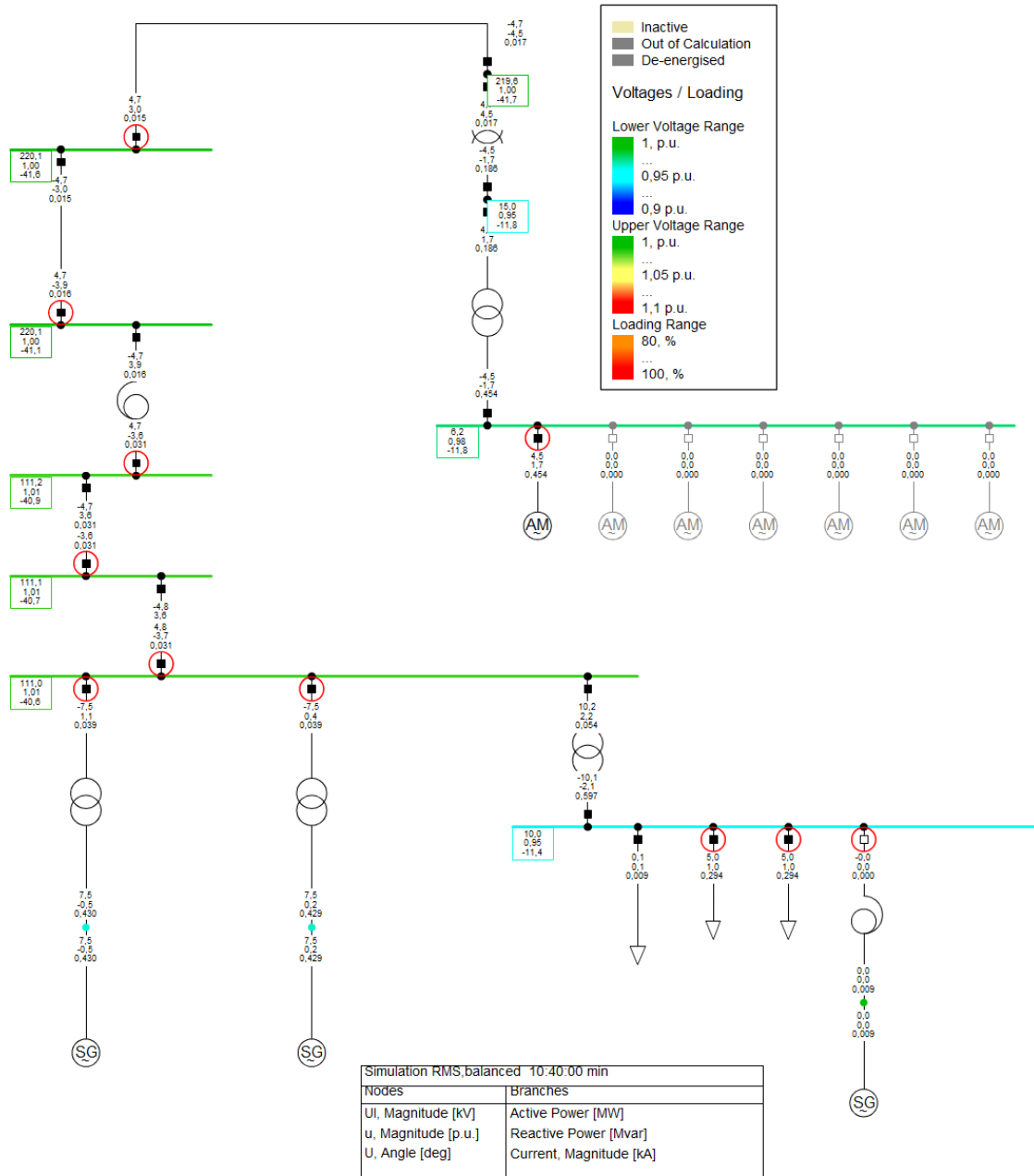
Tabela 6.3. Zestawienie poziomów napięć w trakcie realizacji sekwencji łączeniowych w modelu weryfikacyjnym

Chwila czasowa	Zdarzenie	Wartość skuteczna napięcia [kV]					
		DYC1 110 kV	KOD1 110 kV	LSN1 110 kV	LSN2 220 kV	MIK2 220 kV	06BBA 6,3 kV
50 s	Synchronizacja hydrozespołów HG1 oraz HG2 $U_{HG1} = 10,4$ kV $U_{HG1} = 10,45$ kV	114,7	-	-	-	-	-
60 s	Załączenie linii 110 kV Dychów-Krosno Odrzańskie	114,7	114,7	-	-	-	-
70 s	Załączenie linii 110 kV Krosno Odrzańskie - Leśniów	114,7	114,7	114,7	-	-	-
80 s	Załączenie autotransformatora AT2 LSN 120/230	114,6	114,6	114,6	226,2	-	-
130 s	Obniżenie napięcia na hydrogeneratorach: $U_{HG1} = 10,00$ kV $U_{HG1} = 10,04$ kV	110,8	110,8	110,8	218,6	-	-
150 s	Załączenie linii 220 kV Leśniów-Mikułowa	112,5	112,6	113,1	224,3	225,9	-
200 s	Załączenie linii 220 kV Mikułowa-Turów wraz z transformatorami	112,2	112,3	112,7	223,3	224,3	6,3
300 s	Załączenie pompy akumulacyjnej 34GA w EW Dychów	111,9	112,0	112,4	222,7	223,7	6,3
400 s	Załączenie pompy akumulacyjnej 34GA w EW Dychów	111,6	111,7	112,0	222,1	223,1	6,3
500 s	Wyłączenie agregatu prądotwórczego Diesla w EW Dychów	111,6	111,7	112,0	222,1	223,1	6,3
550 s	Uruchomienie pompy wody zasilającej LAC10 w Elektrowni Turów	111,6	111,7	112,0	222,0	223,0	6,3

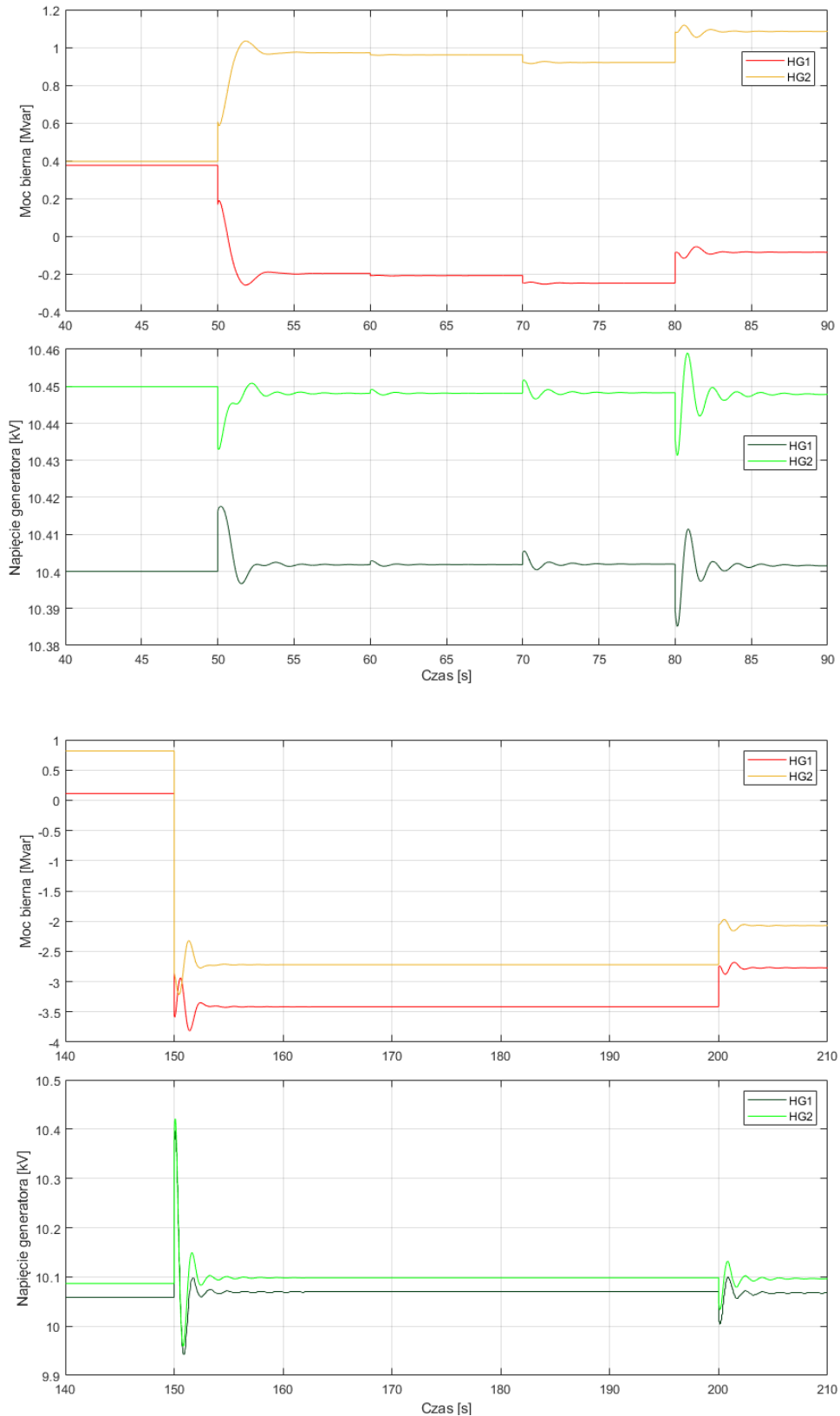
Chwila czasowa	Zdarzenie	Wartość skuteczna napięcia [kV]					
		DYC1 110 kV	KOD1 110 kV	LSN1 110 kV	LSN2 220 kV	MIK2 220 kV	06BBA 6,3 kV
650 s	Uruchomienie pompy wody chłodzącej PAC10 w Elektrowni Turów	110,9	110,9	111,0	219,6	219,2	6,1
750 s	Uruchomienie pompy kondensatu LCB20 w Elektrowni Turów	110,7	110,7	110,7	219,0	218,3	6,1
850 s	Uruchomienie pompy zamkniętego układu wody chłodzącej PGC20 w Elektrowni Turów	110,7	110,6	110,6	218,8	217,9	6,1
950 s	Uruchomienie wentylatora spalin HCN42 w Elektrowni Turów	110,2	110,1	109,9	217,1	215,4	6,0
1050 s	Uruchomienie wentylatora powietrza pierwotnego HLB10 w Elektrowni Turów	109,8	109,7	109,4	215,8	213,4	6,0
1150 s	Uruchomienie wentylatora powietrza wtórnego HLB31 w Elektrowni Turów	109,7	109,8	109,2	215,4	212,8	5,9

Sekwencyjne załączanie napędów urządzeń potrzeb własnych w Elektrowni Turów poprzedzone było dociążeniem hydrozespołów poprzez uruchomienie dwóch pomp akumulacyjnych w Elektrowni Dychów o mocy znamionowej  $P_n = 5,5 MW$  i  $Q_n = 1,1 Mvar$  każda, co spowodowało maksymalny spadek częstotliwości w układzie wydzielonym, jak przedstawiono na Rysunku 6.6. Z kolei na etapie przywracania zasilania napędów urządzeń potrzeb własnych bloku, newralgicznym momentem było załączenie urządzenia potrzeb własnych o najwyższej mocy znamionowej, jakim jest pompa wody zasilającej LAC10 ( $P_n = 4,5 MW$ ). Zdarzenie to skutkowało największymi oscylacjami parametrów elektrycznych w tworzonym układzie wyspowym podczas podawania napięcia do Elektrowni Turów (Rysunek 6.6).

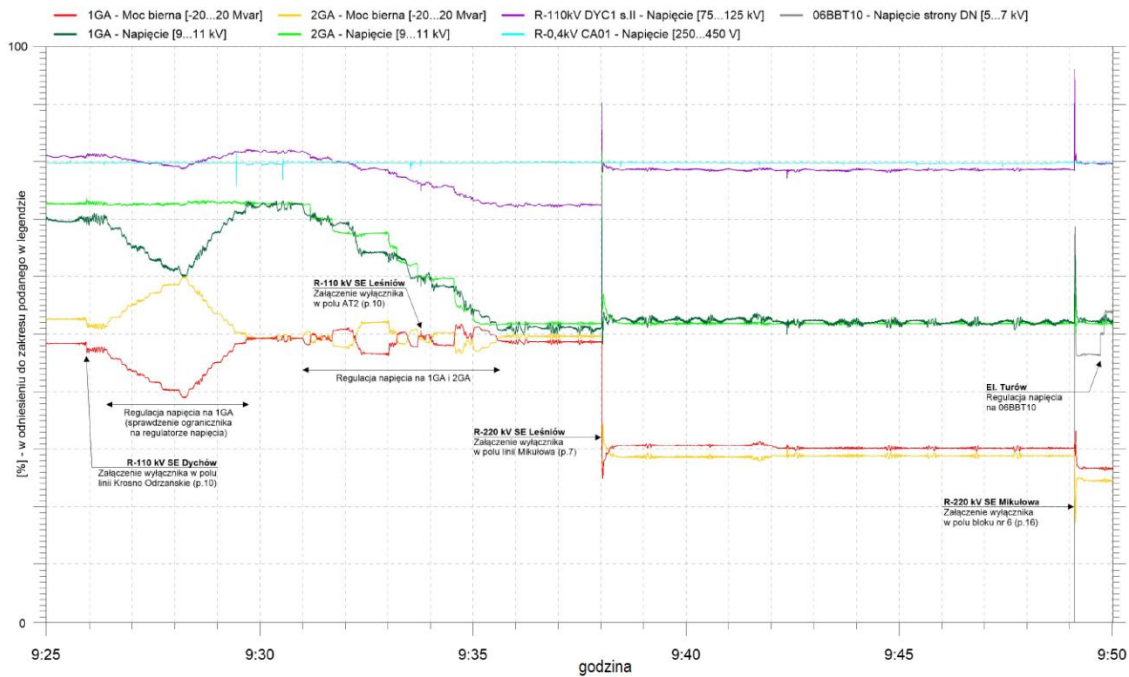
Parametry zarejestrowane podczas rzeczywistej próby systemowej dla uruchomienia pompy wody zasilającej LAC10, pompy wody chłodzącej PAC10 oraz pompy kondensatu LCB20 przedstawiono na Rysunku 6.7.



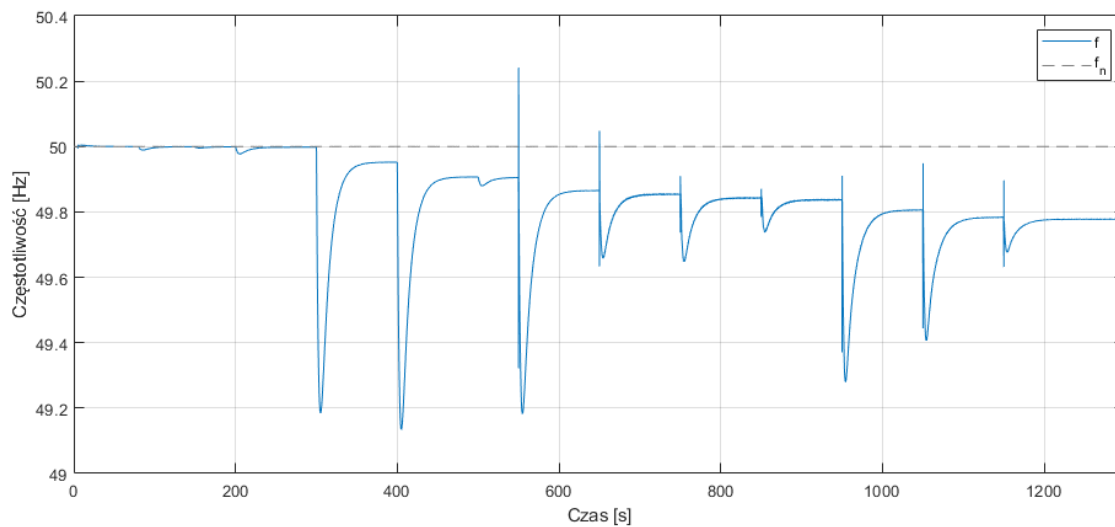
Rys. 6.3. Wyniki symulacji uruchomienia pompy wody zasilającej bloku Elektrowni Turów z wykorzystaniem hydrozespołów Elektrowni Dychów wygenerowane w programie DIGSILENT PowerFactory.



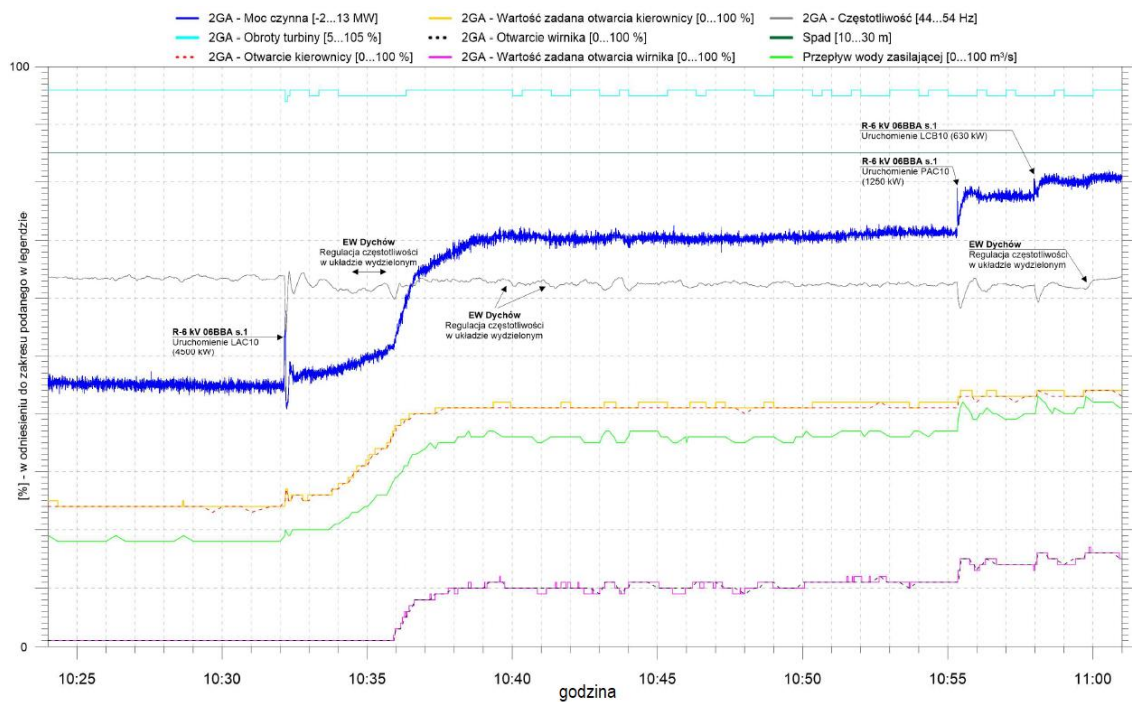
Rys. 6.4. Zmiana wartości RMS parametrów w układzie wydzielonym podczas załączania linii 110 kV Krosno Odrzańskie – Leśniów (70 s), 220 kV Leśniów-Mikulowa (80 s) oraz 220 kV Leśniów-Mikulowa (150 s) – badania symulacyjne.



Rys. 6.5. Zmiana parametrów w układzie wydzielonym podczas załączania linii 110 kV Krosno Odrzańskie – Leśniów, 220 kV Leśniów-Mikulowa oraz 220 kV Mikułowa-Turów – wyniki rzeczywistej próby systemowej [45].



Rys. 6.6. Zmiana częstotliwości w układzie wydzielonym podczas uruchamiania pomp akumulacyjnych oraz napędów urządzeń potrzeb własnych – badania symulacyjne.



Rys. 6.7. Zmiana parametrów w układzie wydzielonym podczas uruchamiania napędów urządzeń potrzeb własnych – wyniki rzeczywistej próby systemowej [45].

Porównanie wielkości wybranych parametrów uzyskanych na drodze badań symulacyjnych z rzeczywistymi wynikami próby systemowej z dnia 10.07.2016 r. podczas wymienionych powyżej niewralgicznych zdarzeń zestawiono w Tabeli 6.4. Na podstawie porównania wyników przedstawionych w Tabeli 6.4 oraz na Rysunkach 6.4-6.7 można zauważyć znaczną zbieżność wyników badań symulacyjnych z wynikami rzeczywistej próby systemowej, co pozwala stwierdzić, że środowisko badań symulacyjnych DIgSILENT PowerFactory stanowi wiarygodne narzędzie do analizy odbudowy zdolności wytwórczych, a wyniki są porównywalne z pomiarami rejestrowanymi w rzeczywistym systemie elektroenergetycznym. Stanowi to przesłankę do podjęcia dalszych analiz w kierunku możliwości odbudowy zdolności wytwórczych dla różnego typu źródeł rozruchowych, które przedstawiono w kolejnych rozdziałach niniejszej pracy.

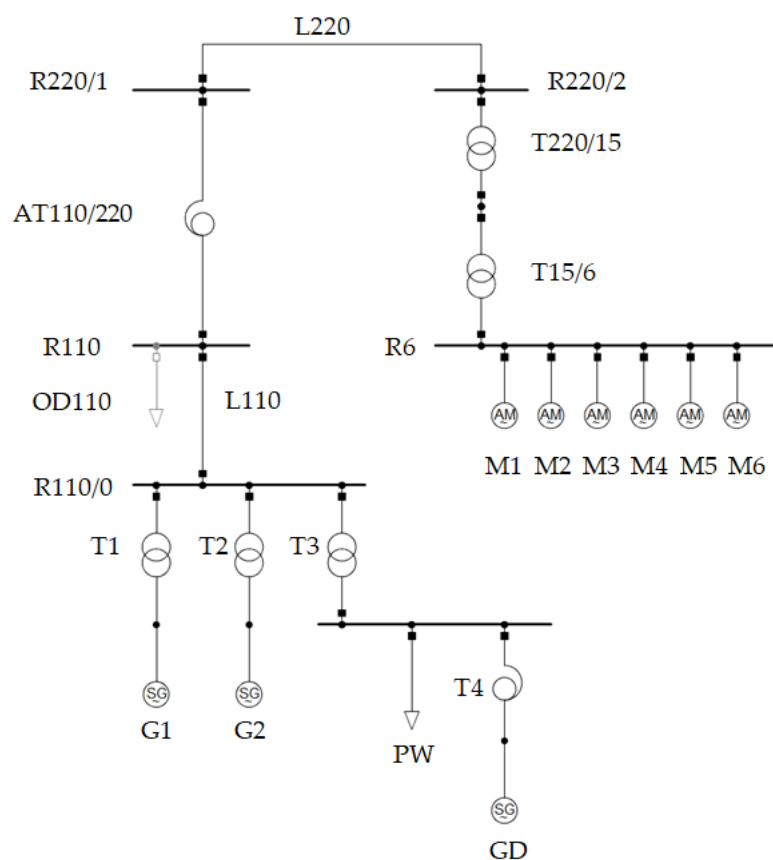
Tabela 6.4. Zestawienie wybranych parametrów uzyskanych na drodze badań symulacyjnych z rzeczywistymi wynikami próby systemowej uruchomienia bloku Elektrowni Turów z Elektrowni Wodnej Dychów [45,48]

Zdarzenie	Parametr	Wyniki z rzeczywistej próby systemowej	Wyniki z badań symulacyjnych	Różnica wyników
Załączenie pompy akumulacyjnej 34GA w Elektrowni Dychów	Minimalna częstotliwość w układzie wyspowym	$f_{min} = 49,14 \text{ Hz}$	$f_{min} = 49,19 \text{ Hz}$	$\delta = 0,10\%$
Załączenie pompy akumulacyjnej 33GA w Elektrowni Dychów		$f_{min} = 48,76 \text{ Hz}$	$f_{min} = 49,13 \text{ Hz}$	$\delta = 0,76\%$
Załączenie pompy wody zasilającej LAC10 w Elektrowni Turów		$f_{min} = 49,38 \text{ Hz}$	$f_{min} = 49,18 \text{ Hz}$	$\delta = 0,41\%$
Załączenie linii 220 kV Leśniów-Mikułowa	Wartość napięcia w chwili przed załączeniem wyłącznika	$U_{HG1} = 10,00 \text{ kV}$	$U_{HG1} = 10,00 \text{ kV}$	$\delta = 0,00\%$
		$U_{HG2} = 10,04 \text{ kV}$	$U_{HG2} = 10,04 \text{ kV}$	$\delta = 0,00\%$
		$U_{DYC110} = 112,20 \text{ kV}$	$U_{DYC110} = 112,20 \text{ kV}$	$\delta = 0,00\%$
	Wartość maksymalna napięcia w chwili po załączeniu wyłącznika	$U_{HG1} = 10,55 \text{ kV}$	$U_{HG1} = 10,40 \text{ kV}$	$\delta = 1,42\%$
		$U_{HG2} = 10,63 \text{ kV}$	$U_{HG2} = 10,42 \text{ kV}$	$\delta = 1,98\%$
		$U_{DYC110} = 120,2 \text{ kV}$	$U_{DYC110} = 118,58 \text{ kV}$	$\delta = 1,34\%$



### 6.3. ODBUDOWA ZDOLNOŚCI WYTWÓRCZYCH Z WYKORZYSTANIEM ELEKTROWNI WODNEJ – SCENARIUSZ S1

Pierwszy z analizowanych scenariuszy (S1) zakłada wykorzystanie elektrowni wodnej do pełnienia roli źródła rozruchowego w procesie odbudowy zdolności wytwórczych, zgodnie ze schematem przedstawionym na Rysunku 6.8. Samostart źródła rozruchowego, w postaci hydrozespołów G1 oraz G2 realizowany jest z wykorzystaniem sekwencji startowej agregatu prądotwórczego Diesla GD, a wyprowadzenie mocy w kierunku toru rozruchowego odbywa się na rozdzielni 110 kV (R110/0). Zestawienie struktury źródła rozruchowego w scenariuszu S1 wraz z kluczowymi parametrami urządzeń przedstawiono w Tabeli 6.5. Układ regulacji każdego z hydrozespołów został zamodelowany zgodnie z zaleceniami zawartymi w instrukcji programu *DIgSILENT PowerFactory User Manual* [126], w oparciu o regulator turbiny *gov HYGGOV*, regulator napięcia *avr SEXS* oraz stabilizator systemowy *pss PSS2A* o domyślnych parametrach. Szczegółowa lista parametrów generatorów oraz układów regulacji dla scenariusza S1 umieszczona jest w Załączniku do niniejszej rozprawy.

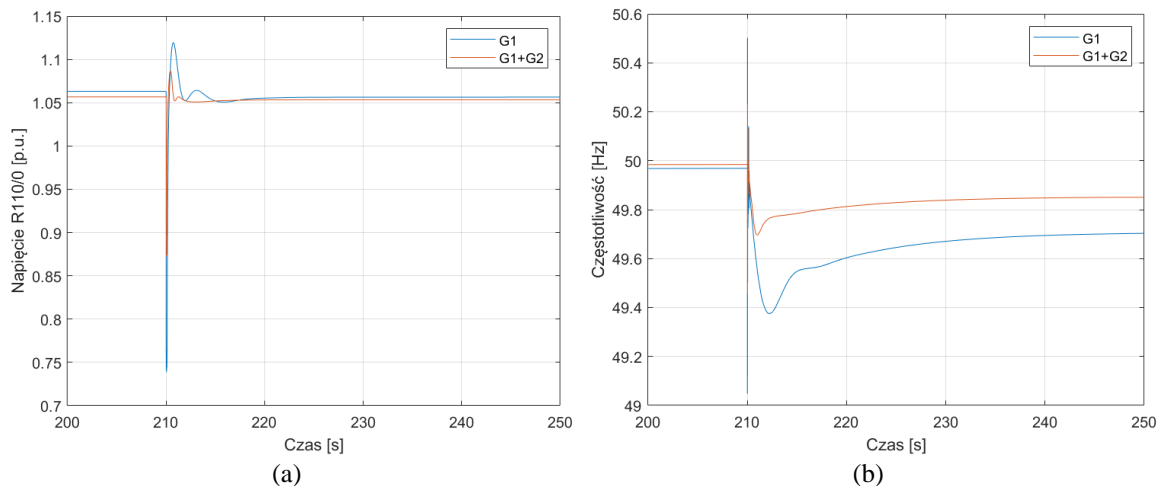


Rys. 6.8. Schemat toru rozruchowego modelu odbudowy zdolności wytwórczych dla scenariusza S1.

Tabela 6.5. Struktura i dane znamionowe zamodelowanego źródła rozruchowego w scenariuszu S1 [47,91]

Lp.	Nazwa	Oznaczenie na schemacie	Charakterystyczne parametry	
1.	Hydrogeneratory	G1, G2	Moc znamionowa	$S_n = 38 \text{ MVA}$
			Współczynnik mocy	$\cos\varphi = 0,8$
			Napięcie znamionowe	$U_n = 10,5 \text{ kV}$
			Regulator napięcia	avr SEXS
			Stała inercji	$H = 6,35 \text{ s}$
			Regulator turbiny	gov HYGOV
			Stabilizator systemowy	pss PSS2A
2.	Agregat prądotwórczy Diesla	GD	Moc znamionowa	$S_n = 0,25 \text{ MVA}$
			Współczynnik mocy	$\cos\varphi = 0,8$
			Napięcie znamionowe	$U_n = 0,4 \text{ kV}$
			Regulator napięcia	exc IEEE AC8B
			Regulator silnika	gov GAST
3.	Transformatory blokowe 10,5/110 kV	T1, T2	Znamionowe napięcie strony górnej	$U_{nGN} = 125 \text{ kV}$
			Znamionowe napięcie strony dolnej	$U_{nDN} = 10,5 \text{ kV}$
			Moc znamionowa	$S_n = 45 \text{ MVA}$
			Układ połączeń	YNd11
			Przełącznik zaczeów	$\pm 5 \times 2,5\% \text{ GN}$
			Napięcie zwarcia	$u_{z\%} = 15\%$
			Prąd biegu jałowego	$i_{0\%} = 1\%$
4.	Transformator potrzeb ogólnych 10,5/110 kV	T3	Znamionowe napięcie strony górnej	$U_{nGN} = 120 \text{ kV}$
			Znamionowe napięcie strony dolnej	$U_{nDN} = 10,5 \text{ kV}$
			Moc znamionowa	$S_n = 25 \text{ MVA}$
			Układ połączeń	YNd11
5.	Transformator potrzeb ogólnych 0,4/10,5 kV	T4	Znamionowe napięcie strony górnej	$U_{nGN} = 10,5 \text{ kV}$
			Znamionowe napięcie strony dolnej	$U_{nDN} = 0,4 \text{ kV}$
			Moc znamionowa	$S_n = 0,63 \text{ MVA}$
			Układ połączeń	YNyn0
6.	Potrzeby własne elektrowni wodnej	PW	Moc czynna	$P = 0,15 \text{ MW}$
			Moc bierna	$Q = 0,1 \text{ Mvar}$
7.	Rozdzielnia przyelektrowniana 110 kV	R110/0	Napięcie znamionowe	$U_n = 110 \text{ kV}$

W pierwszym kroku zbadano możliwość prowadzenia procesu odbudowy w oparciu wyłącznie o jeden z hydrozespołów, pracujący jako źródło rozruchowe. Uzyskane wyniki symulacji wskazały na przekroczenie krytycznej wartości napięcia na rozdzielni R110/0 do wartości  $U_{R110/0} = 0,773U_n$  podczas załączenia odbioru o najwyższej mocy (M1), co warunkowało przerwanie nieskutecznego procesu odbudowy. Z tego względu, dalsze badania obejmowały prowadzenie procesu odbudowy z wykorzystaniem pracy równoległej hydrozespołów G1 oraz G2 w celu poprawy warunków napięciowych tworzonego układu wyspowego, gdzie spadek napięcia został zredukowany do poziomu  $U_{R110/0} = 0,873U_n$ . Porównanie wyników symulacji zmian częstotliwości oraz napięcia na rozdzielni R110/0 dla wariantu pracy jednego oraz dwóch z hydrozespołów zestawiono na Rysunku 6.9, na podstawie których można zauważyć, że praca równoległa dwóch hydrozespołów w ramach źródła rozruchowego przyniosła również korzystny efekt poprawy warunków częstotliwościowych przy załączaniu odbioru M1.

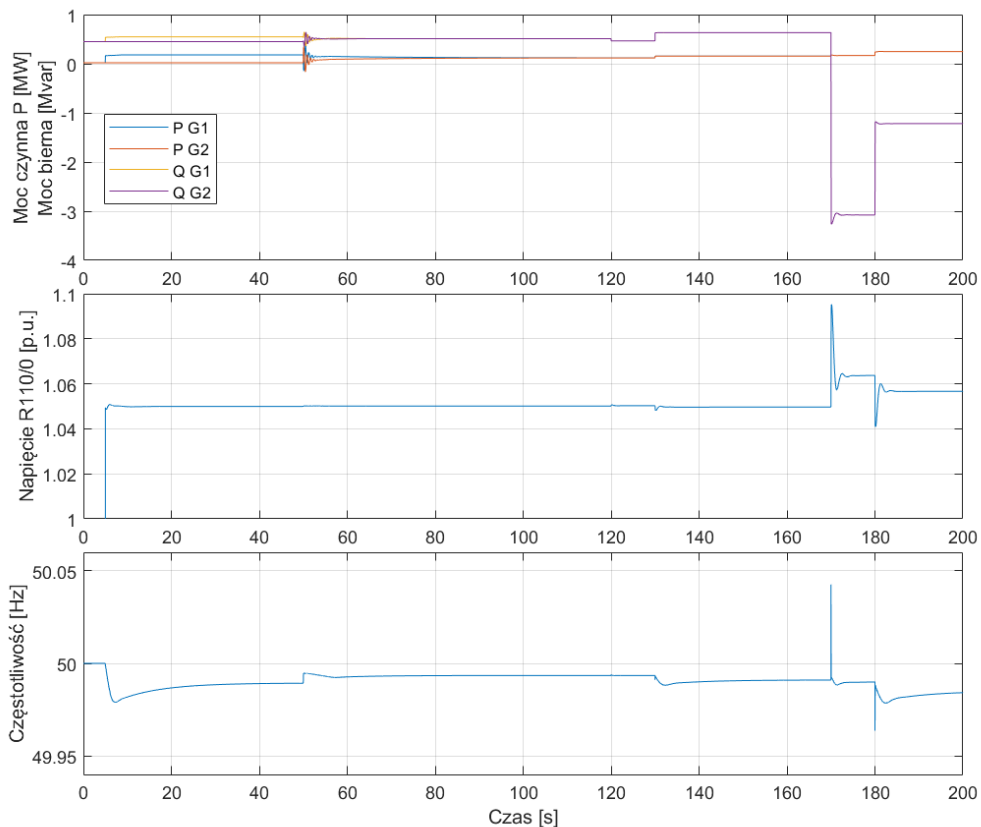


Rys. 6.9. Porównanie zmian napięcia (a) oraz częstotliwości (b) dla wariantu pracy jednego oraz dwóch z hydrozespołów źródła rozruchowego podczas uruchamiania M1.

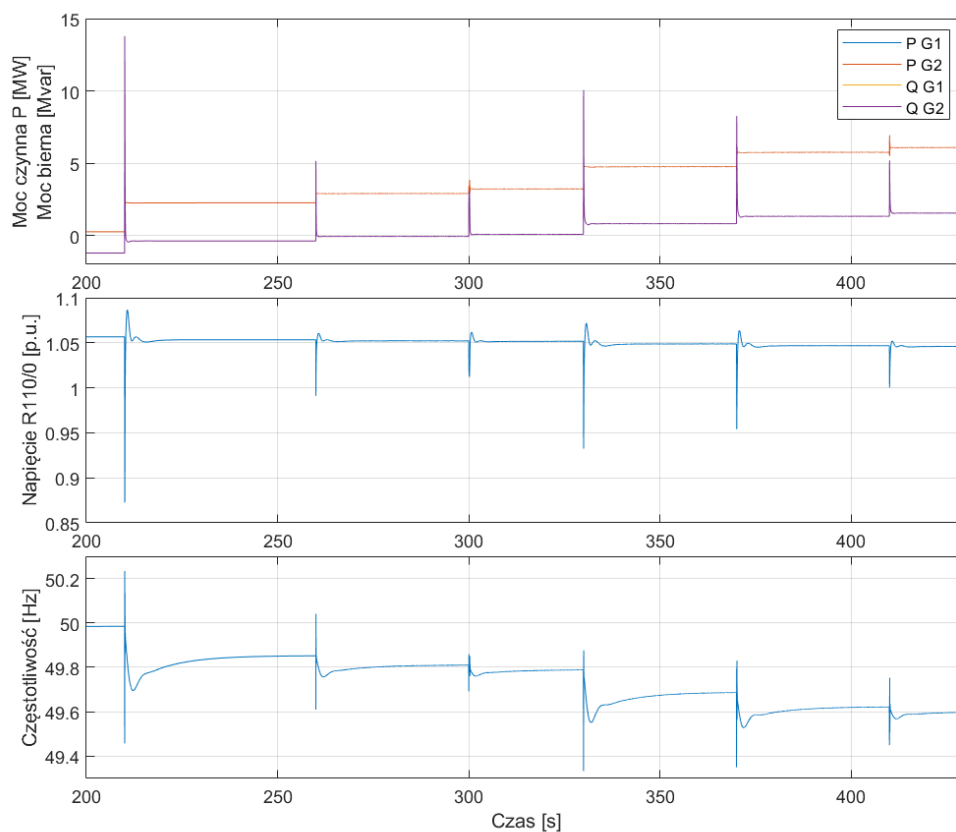
Badania symulacyjne, związane z uruchomieniem kolejnych odbiorów w torze rozruchowym i minimalizacją czasu odbudowy zgodnie z algorytmem (Rys. 6.1) warunkowały sekwencję łączeniową prowadzoną zgodnie z harmonogramem czasowym przedstawionym w Tabeli 6.6. Wyniki symulacji skutecznego procesu odbudowy przy długości linii 220 kV  $L2 = 100 \text{ km}$  w przypadku pracy równoległej dwóch hydrozespołów przedstawiono w postaci zmian mocy czynnej, mocy biernej, częstotliwości oraz napięcia w przyelektrownianej rozdzielni R110/0 na Rysunkach 6.10-6.11.

Tabela 6.6. Harmonogram czasowy czynności łączeniowych w scenariuszu S1

Lp.	Chwila czasowa	Zdarzenie
1.	5 s	Samostart hydrozespołu G1
2.	50 s	Synchronizacja hydrozespołów G1 oraz G2 na rozdzielni R110/0
3.	120 s	Załączenie linii L110
4.	130 s	Załączenie transformatora AT110/220
5.	170 s	Załączenie linii L220
6.	180 s	Załączenie transformatorów T220/15 oraz T15/6
7.	210 s	Uruchomienie M1
8.	260 s	Uruchomienie M2
9.	300 s	Uruchomienie M3
10.	330 s	Uruchomienie M4
11.	370 s	Uruchomienie M5
12.	410 s	Uruchomienie M6
13.	430 s	Zakończenie procesu odbudowy



Rys. 6.10. Zmiana mocy czynnej, mocy bierniej, częstotliwości oraz napięcia w przyelektrownianej rozdzielni R110/0 w scenariuszu S1 – tworzenie toru rozruchowego.

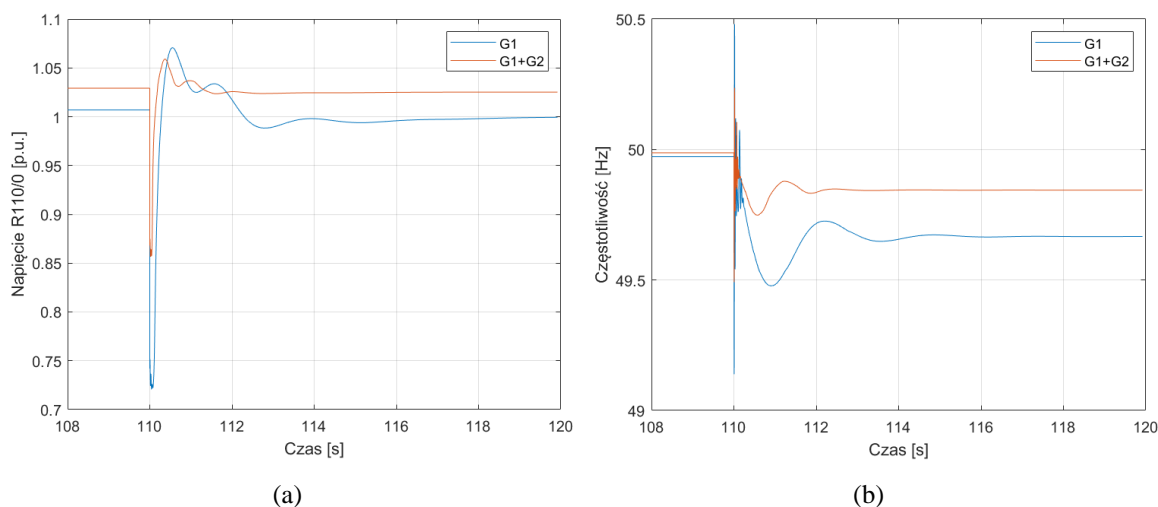


Rys. 6.11. Zmiana mocy czynnej, mocy biernej, częstotliwości oraz napięcia w przyelektrownianej rozdzielni R110/0 w scenariuszu S1 – załączanie odbiorów.

Na podstawie przedstawionych wyników można zauważyć, że całkowity, minimalny czas odbudowy związany ze stabilizacją parametrów w układzie i osiągnięciem stanu ustalonego po kolejnych czynnościach łączeniowych w scenariuszu S1 wyniósł  $t = 430$  s, natomiast częstotliwość w układzie osiągnięta na końcu procesu odbudowy wyniosła  $f = 49,60$  Hz (uchyb ustalony  $\Delta f = 0,40$  Hz).

## 6.4. ODBUDOWA ZDOLNOŚCI WYTWÓRCZYCH Z WYKORZYSTANIEM ELEKTROWNI GAZOWEJ – SCENARIUSZ S2

Scenariusz odbudowy zdolności wytwórczych z wykorzystaniem elektrowni gazowej jako źródła rozruchowego (S2) realizowany jest według analogicznego schematu toru rozruchowego jak dla scenariusza S1 (Rys. 6.8), przy czym jednostki rozruchowe G1 oraz G2 zostały zamodelowane jako generatory pracujące w ramach turbozespołów gazowych. Różnica w modelowaniu źródeł rozruchowych w scenariuszu S2 w stosunku do scenariusza S1 polegała na zmianie układu regulacji oraz stałej inercji generatora. Układ regulacji każdego z turbozespołów gazowych został zamodelowany zgodnie z zaleceniami zawartymi w instrukcji programu *DIgSILENT PowerFactory User Manual* [126], w oparciu o regulator turbiny *gov GAST*, regulator napięcia *avr EXAC1* oraz stabilizator systemowy *pss PSS2A* o domyślnych parametrach, natomiast stałą inercji generatorów przyjęto jako  $H = 3,5$  s [91]. Szczegółowa lista parametrów generatorów oraz układów regulacji umieszczona jest w Załączniku do niniejszej rozprawy. Podobnie jak w scenariuszu S1, badania symulacyjne procesu odbudowy w pierwszym wariantcie przeprowadzono z wykorzystaniem jednego z turbozespołów gazowych. Załączenie odbioru M1 skutkowało przekroczeniem krytycznej wartości napięcia na rozdzielni R110/0 do wartości  $U_{R110/0} = 0,723U_n$ , czego skutkiem było przerwanie procesu odbudowy. W rezultacie, dalsze badania dotyczyły prowadzenia procesu odbudowy z wykorzystaniem pracy równoległej dwóch turbozespołów gazowych. Porównanie wyników symulacji zmian częstotliwości oraz napięcia na rozdzielni R110/0 dla wariantu pracy jednego oraz dwóch z turbozespołów gazowych zestawiono na Rysunku 6.12.



Rys. 6.12. Porównanie zmian napięcia (a) oraz częstotliwości (b) dla wariantu pracy jednego oraz dwóch z turbozespołów gazowych źródła rozruchowego podczas uruchamiania M1.

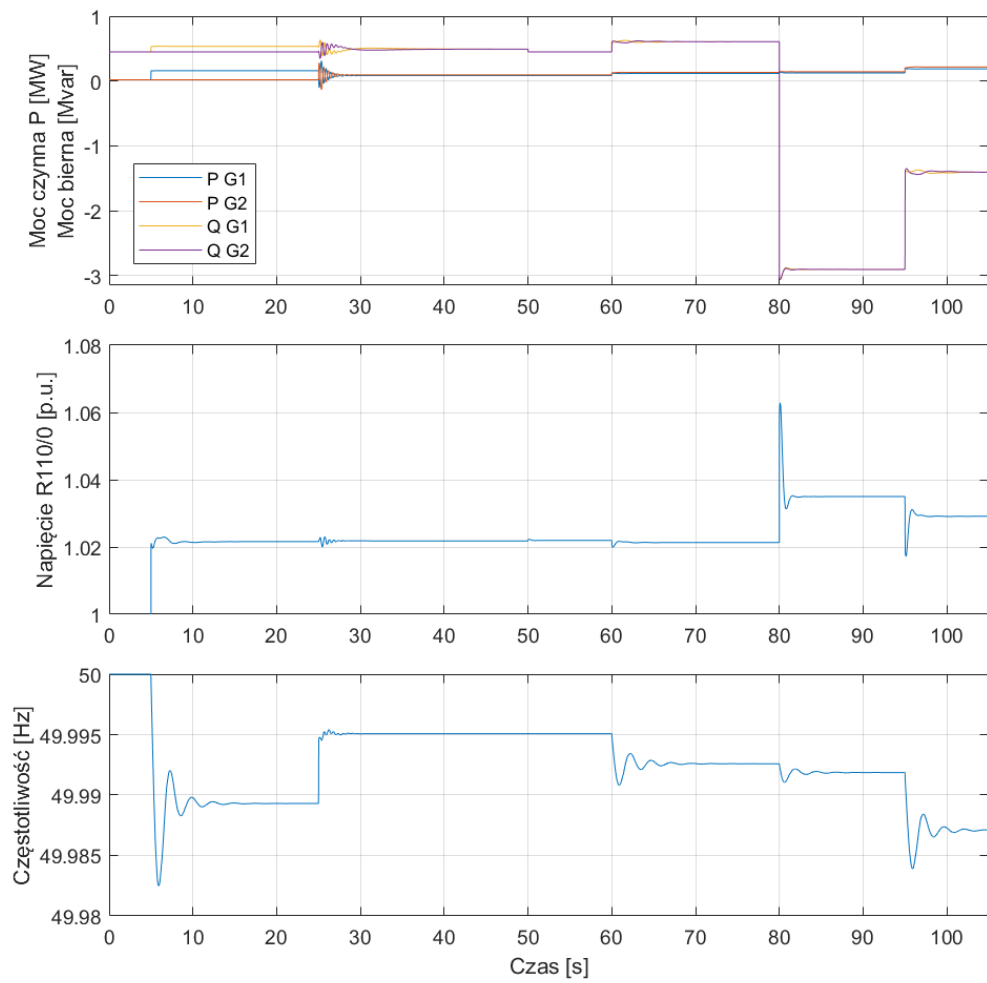
Rezultatem dołączenia drugiej jednostki wytwórczej było zmniejszenie oscylacji w przebiegu częstotliwości oraz napięcia podczas załączania odbioru M1, a także skrócenie czasu osiągnięcia stanu ustalonego dla obydwu tych przebiegów.

Po przeprowadzeniu skutecznego procesu odbudowy dla wariantu pracy dwóch turbozespołów gazowych, harmonogram czasowy czynności łączeniowych, związany z minimalizacją czasu odbudowy zestawiono w Tabeli 6.7.

Tabela 6.7. Harmonogram czasowy czynności łączeniowych w scenariuszu S2

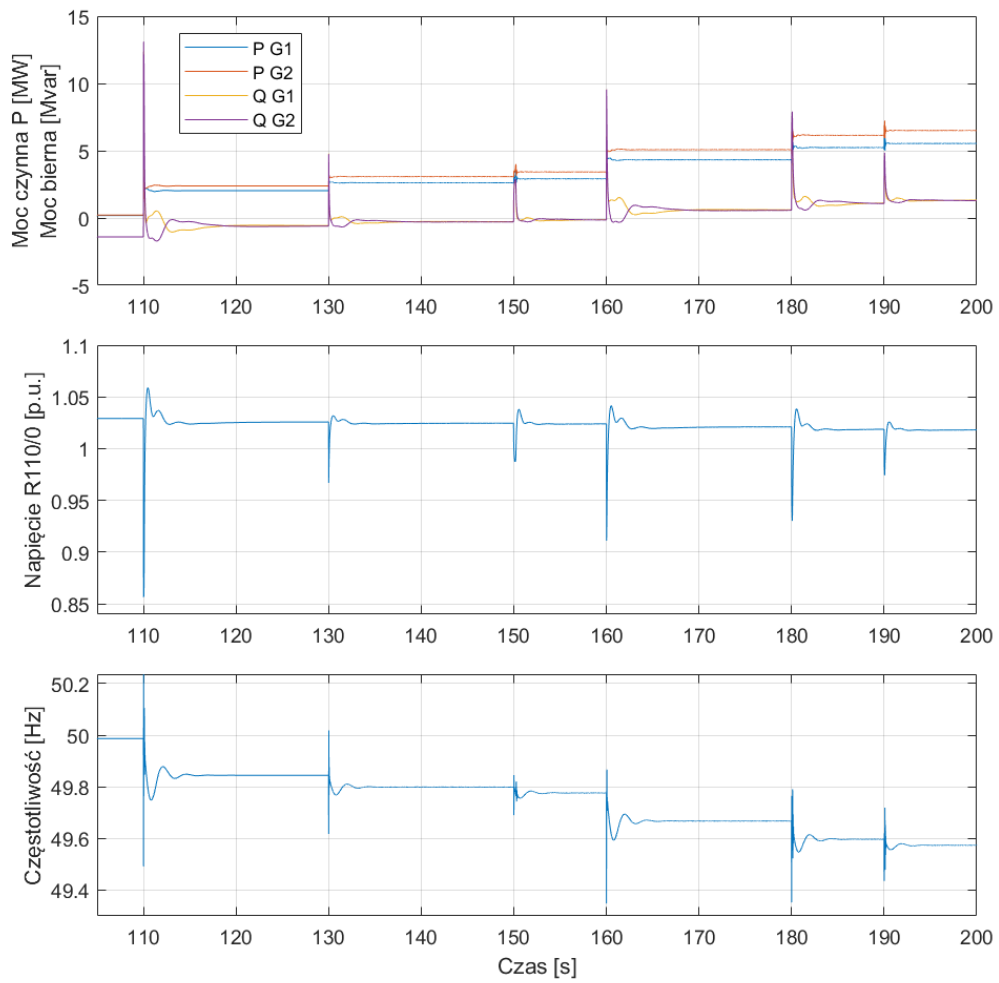
Lp.	Chwila czasowa	Zdarzenie
1.	5 s	Samostart turbozespołu gazowego G1
2.	25 s	Synchronizacja turbozespołów gazowych G1 oraz G2 na rozdzielni R110/0
3.	50 s	Załączenie linii L110
4.	60 s	Załączenie transformatora AT110/220
5.	80 s	Załączenie linii L220
	95 s	Załączenie transformatorów T220/15 oraz T15/6
6.	110 s	Uruchomienie M1
7.	130 s	Uruchomienie M2
8.	150 s	Uruchomienie M3
9.	160 s	Uruchomienie M4
10.	180 s	Uruchomienie M5
11.	190 s	Uruchomienie M6
12.	200 s	Zakończenie procesu odbudowy

Wyniki symulacji procesu odbudowy przy długości linii 220 kV  $L2 = 100 \text{ km}$  w scenariuszu S2 dla pracy równoległej dwóch turbozespołów gazowych przedstawiono w postaci zmian mocy czynnej, mocy biernej, częstotliwości oraz napięcia na przyelektrownianej rozdzielni R110/0 na Rysunkach 6.13-6.14. Na podstawie przedstawionych wyników można zauważyć, że całkowity, minimalny czas odbudowy związany ze stabilizacją parametrów w układzie i osiągnięciem stanu ustalonego po kolejnych czynnościach łączeniowych w scenariuszu S2 wyniósł  $t = 200 \text{ s}$ , natomiast częstotliwość w układzie na końcu procesu odbudowy osiągnęła  $f = 49,574 \text{ Hz}$  (uchyb ustalony  $\Delta f = 0,426 \text{ Hz}$ ).



Rys. 6.13. Zmiana mocy czynnej, mocy biernej, częstotliwości oraz napięcia w scenariuszu S2 – tworzenie toru rozruchowego.

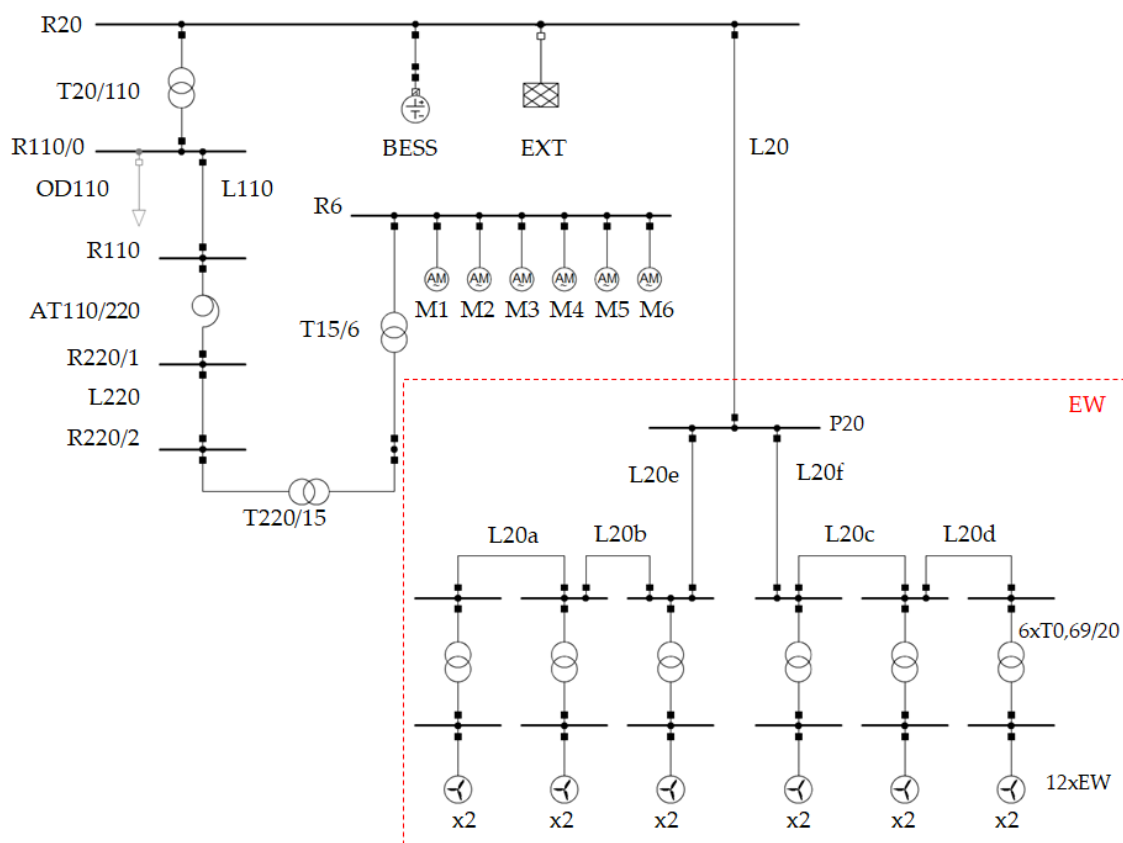




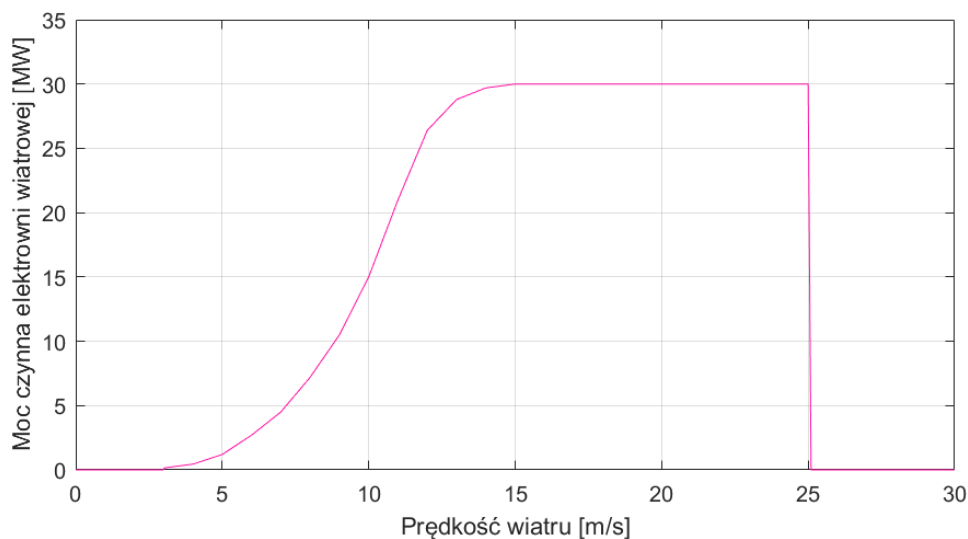
Rys. 6.14. Zmiana mocy czynnej, mocy biernej, częstotliwości oraz napięcia w scenariuszu S2 – załączanie odbiorów.

## 6.5. ODBUDOWA ZDOLNOŚCI WYTWÓRCZYCH Z WYKORZYSTANIEM BATERYJNEGO MAGAZYNU ENERGII – SCENARIUSZ S3

Propozycja możliwości wykorzystania bateryjnych magazynów energii (BESS – ang. *Battery Energy Storage System*) współpracujących z odnawialnymi źródłami energii do aktywnego udziału w procesie odbudowy zdolności wytwórczych została zaprezentowana w scenariuszu S3. Zgodnie ze schematem przedstawionym na Rysunku 6.15, rozpatrywany układ źródła rozruchowego zakłada współpracę BESS z elektrownią wiatrową (EW) o mocy 30 MW, w której skład wchodzi 12 turbin wiatrowych, z których wyprowadzenie mocy odbywa się na rozdzielni 20 kV. Krzywą mocy zadaną dla elektrowni wiatrowej przedstawiono na Rysunku 6.16. Zestawienie kluczowych parametrów urządzeń modelowanego źródła rozruchowego w scenariuszu S3 zawarto w Tabeli 6.8.



Rys. 6.15. Schemat toru rozruchowego modelu odbudowy zdolności wytwórczych dla scenariusza S3.



Rys. 6.16. Krzywa mocy elektrowni wiatrowej.

Tabela 6.8. Struktura i dane znamionowe zamodelowanego źródła rozruchowego w scenariuszu S3 [160,161]

Lp.	Nazwa	Oznaczenie na schemacie	Charakterystyczne parametry	
1.	Turbiny wiatrowe	12xEW	Model turbiny wiatrowej w programie DIgSILENT PowerFactory	Fully Rated Converter WTG 2.5 MW 50 Hz
			Moc znamionowa	$S_n = 2,778 \text{ MVA}$
			Współczynnik mocy	$\cos\varphi = 0,9$
			Napięcie znamionowe	$U_n = 0,69 \text{ kV}$
2.	Transformatory 0,69/20 kV	6xT0,69/20	Model transformatora w programie DIgSILENT PowerFactory	WT Trf Type 20kV/0.69kV
			Znamionowe napięcie strony górnej	$U_{nGN} = 20 \text{ kV}$
			Znamionowe napięcie strony dolnej	$U_{nDN} = 0,69 \text{ kV}$
			Moc znamionowa	$S_n = 10 \text{ MVA}$
			Układ połączeń	Dyn5
			Przełącznik zaczeów	$\pm 2 \times 2,5\% \text{ GN}$
			Napięcie zwarcia	$u_{z\%} = 6\%$
			Prąd biegu jałowego	$i_{0\%} = 0,8\%$
3.	Rozdzielnia 20 kV	R20	Napięcie znamionowe	$U_n = 20 \text{ kV}$
4.	Podrozdzielnia 20 kV	P20	Napięcie znamionowe	$U_n = 20 \text{ kV}$
5.	Rozdzielnia 110 kV	R110/0	Napięcie znamionowe	$U_n = 110 \text{ kV}$

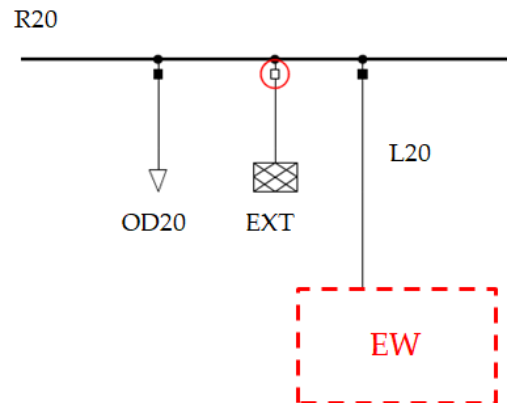
Lp.	Nazwa	Oznaczenie na schemacie	Charakterystyczne parametry	
6.	Linie kablowe 20 kV	L20a-d	Typ linii	NA2XS(F)2Y 1x150RM 12/20 kV
			Długość linii	1 km
		L20e-f	Typ linii	NA2XS(F)2Y 1x400RM 12/20 kV
			Długość linii	5 km
		L20	Typ linii	N2XSY 1x500RM 12/20 kV
			Długość linii	1 km
7.	Transformator 20/110 kV	T20/110	Znamionowe napięcie strony górnej	$U_{nGN} = 115 \text{ kV}$
			Znamionowe napięcie strony dolnej	$U_{nDN} = 20 \text{ kV}$
			Moc znamionowa	$S_n = 53 \text{ MVA}$
			Układ połączeń	YNd11
			Napięcie zwarcia	$u_{z\%} = 14,5\%$
			Prąd biegu jałowego	$i_{0\%} = 0,1\%$
8.	Baterijny magazyn energii	BESS	Model magazynu energii w programie DIgSILENT PowerFactory	BESS FrequencyCtrl 30 MVA
			Moc znamionowa	$S_n = 30 \text{ MVA}$
			Współczynnik mocy	$\cos\varphi_0 = 1$
			Napięcie znamionowe	$U_n = 20 \text{ kV}$
			Tryb pracy	źródło napięcia
			Początkowy stan naładowania SOC	$SOC_0 = 0,8$
			Liczba ogniw szeregowo	65
			Liczba ogniw równolegle	60
			Pojemność ogniwa	$Q_{cell} = 80 \text{ Ah}$

Na wypadek wystąpienia awarii systemu elektroenergetycznego elektrownie wiatrowe wyposażane są w automatykę przeciwwyspową (ang. *anti-islanding*), której zadaniem jest odłączenie z pracy elektrowni po detekcji zakłóceń. Metody detekcji pracy wyspowej stosowane w mikroinstalacjach obejmują głównie metody pasywne, bazujące na kryteriach zabezpieczeń podczęstotliwościowych, nadczęstotliwościowych, podnapięciowych oraz nadnapięciowych. Z drugiej strony, w jednostkach o wyższej mocy wprowadzane są dodatkowo aktywne metody detekcji pracy wyspowej,

wykorzystujące kryteria dotyczące dynamiki zmian częstotliwości (RoCoF), czy też dynamiki zmian kąta wektorów napięć systemu i źródła OZE [27].

W badaniach nad scenariuszem odbudowy S3 zasymulowano zdarzenie o bardzo małym prawdopodobieństwie wystąpienia, lecz o poważnych konsekwencjach (HILP – ang. *High Impact Low Probability event*) w postaci awarii wszystkich komponentów automatyki przeciwwypowej. Założono, że generacja wiatrowa odbywa się z mocą znamionową  $P_{gen} = 30 \text{ MW}$  przy prędkości wiatru  $V = 15 \text{ m/s}$ . Badania dotyczyły zasymulowania w chwili czasowej  $t = 1 \text{ s}$  utraty połączenia z systemem elektroenergetycznym EXT na rozdzielni R20 (Rys. 6.17) i przejścia elektrowni wiatrowej do pracy wyspowej z lokalną wyspą obciążeniową OD20 o współczynniku mocy  $\cos\varphi = 0,8$  dla trzech wariantów zadanej mocy czynnej, różniących się poziomem zbilansowania mocy pomiędzy generacją  $P_{gen}$  a obciążeniem  $P_{obc}$ :

- $P_{obc1} = 0,75 P_{gen}$ ,
- $P_{obc2} = P_{gen}$ ,
- $P_{obc3} = 1,25 P_{gen}$ .

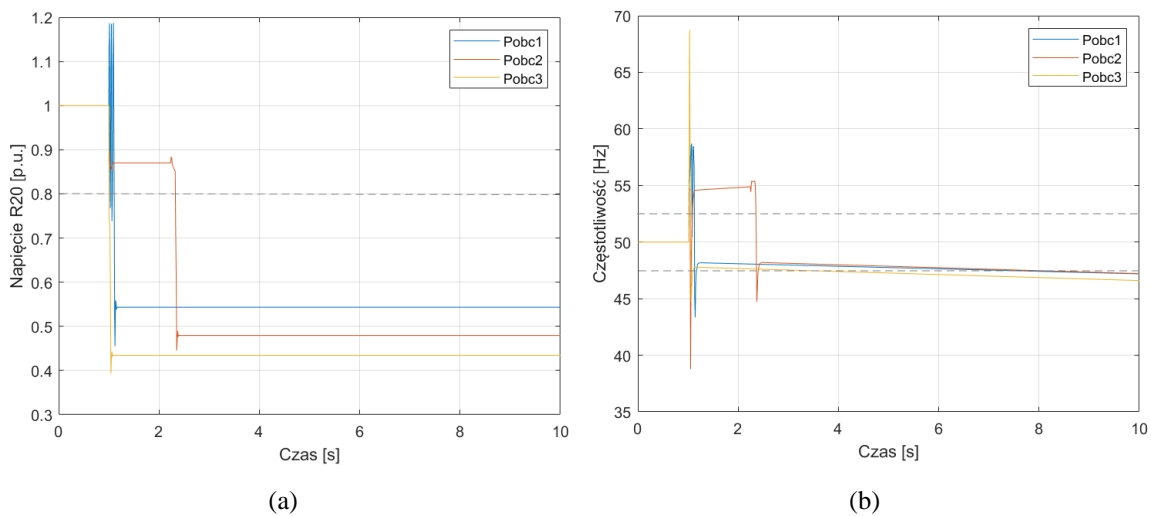


Rys. 6.17. Przejście do pracy wyspowej elektrowni wiatrowej po awarii automatyki przeciwwypowej.

Wyniki zmian częstotliwości oraz napięcia na rozdzielni R20 przy nieplanowanym przejściu do pracy wyspowej elektrowni wiatrowej przedstawiono na Rysunku 6.18. Na podstawie przedstawionych wyników można zauważyć, że ze względu na brak zdolności do regulacji częstotliwości oraz napięcia w układzie wydzielonym, elektrownie wiatrowe nie są zdolne do przechodzenia do pracy wyspowej z powodu dynamicznego przekroczenia krytycznych parametrów częstotliwości oraz napięcia, nawet przy pełnym zbilansowaniu mocy.

Możliwość aktywnego uczestnictwa elektrowni wiatrowych w procesie obrony i odbudowy zdolności wytwórczych po awarii katastrofalnej systemu elektroenergetycznego została zbadana w układzie hybrydowym, z wykorzystaniem baterijnego magazynu energii BESS. Istota współpracy magazynu energii ze źródłami odnawialnymi na potrzeby procesu odbudowy podyktowana jest kilkoma aspektami. Po pierwsze, wyposażenie układów energoelektronicznych BESS w regulatory napięcia

oraz częstotliwości stwarza warunki do prowadzenia procesów regulacyjnych w sieciach elastycznych, szczególnie w przypadku załączania kolejnych elementów torów rozruchowych.



Rys. 6.18. Wyniki przejścia do pracy wyspowej elektrowni wiatrowej po awarii automatyki przeciwwyspowej dla różnych poziomów niezbilansowania mocy; (a) zmiana napięcia na rozdzielni R20, (b) zmiana częstotliwości.

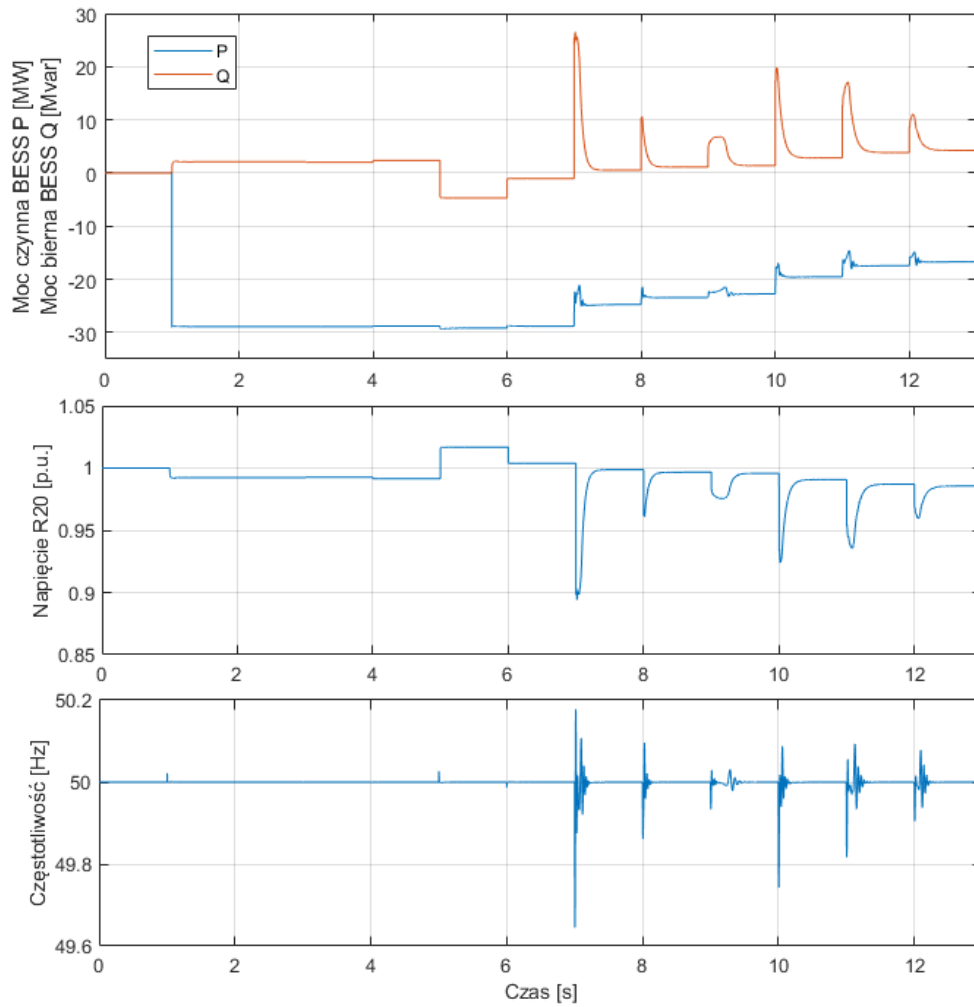
Z drugiej strony, wyposażenie rozdzielni, w ramach której dokonywana jest detekcja pracy wyspowej w BESS, pozwala na uniknięcie wyłączenia turbin wiatrowych w wyniku utraty połączenia z systemem elektroenergetycznym. Stąd, na potrzeby intencjonalnej pracy wyspowej w układzie hybrydowym oraz pełnienia roli źródła rozruchowego, BESS muszą pracować w trybie źródła napięcia. Odłączenie systemu hybrydowego od systemu elektroenergetycznego nie powoduje bowiem zaniku napięcia na ww. rozdzielni, lecz przejście do pracy wyspowej BESS, pod warunkiem niezerowego stanu naładowania. W badanym scenariuszu odbudowy wg strategii oddolnej S3, harmonogram łączyń przebiegał zgodnie z chwilami czasowymi zawartymi w Tabeli 6.9.

Tabela 6.9. Harmonogram czasowy czynności łączeniowych w scenariuszu S3

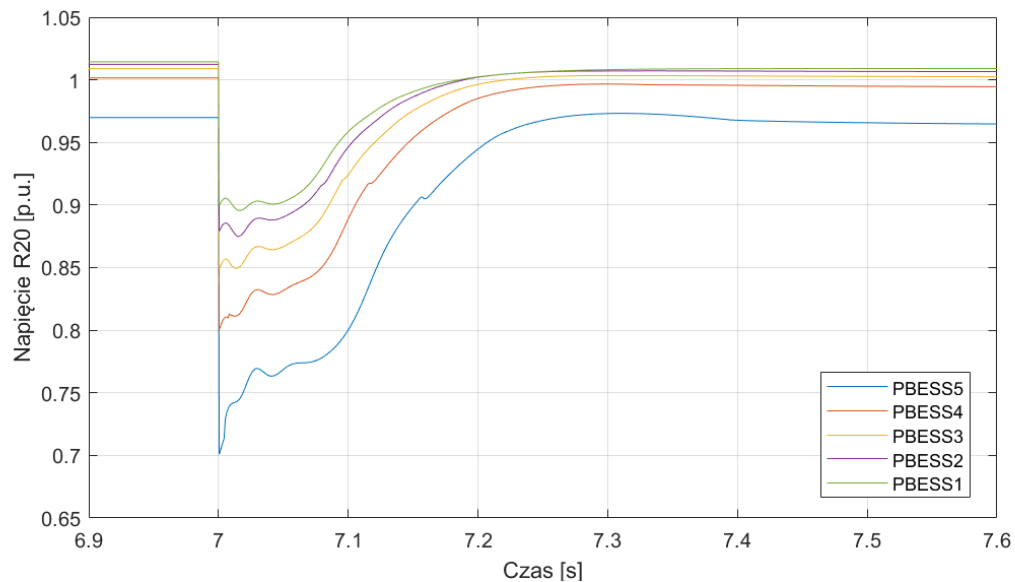
Lp.	Chwila czasowa	Zdarzenie
1.	1 s	Utrata połączenia z siecią sztywną, przejście BESS oraz EW do pracy wyspowej
2.	2 s	Załączenie transformatora T20/110
3.	3 s	Załączenie linii L110
4.	4 s	Załączenie transformatora AT110/220
5.	5 s	Załączenie linii L220
6.	6 s	Załączenie transformatorów T220/15 oraz T15/6
7.	7 s	Uruchomienie M1
8.	8 s	Uruchomienie M2
9.	9 s	Uruchomienie M3
10.	10 s	Uruchomienie M4
11.	11 s	Uruchomienie M5
12.	12 s	Uruchomienie M6
13.	13 s	Zakończenie procesu odbudowy

Badania w zakresie odbudowy zdolności wytwórczych prowadzono z wykorzystaniem BESS o mocy znamionowej równej mocy osiągalnej elektrowni wiatrowej  $P_{BESS} = 30 \text{ MW}$ , jak przedstawiono na Rysunku 6.19, zgodnie z zadaniem harmonogramem czasowym przy długości linii 220 kV  $L2 = 100 \text{ km}$ . W badaniach przyjęto prędkość wiatru równą  $V = 15 \text{ m/s}$  warunkując uzyskanie mocy znamionowej elektrowni wiatrowej i początkowy stan naładowania magazynu (SOC – ang. *State of Charge*) na poziomie  $SOC_0 = 0,8$ . Uzyskane wyniki porównano z wariantami zastosowania magazynu energii o mniejszej mocy znamionowej, badając ich zdolność do prowadzenia procesu odbudowy (Rys. 6.20-6.21), odpowiednio:

- $P_{BESS1} = 30 \text{ MW}$ ,
- $P_{BESS2} = 25 \text{ MW}$ ,
- $P_{BESS3} = 20 \text{ MW}$ ,
- $P_{BESS4} = 15 \text{ MW}$ ,
- $P_{BESS5} = 10 \text{ MW}$ .

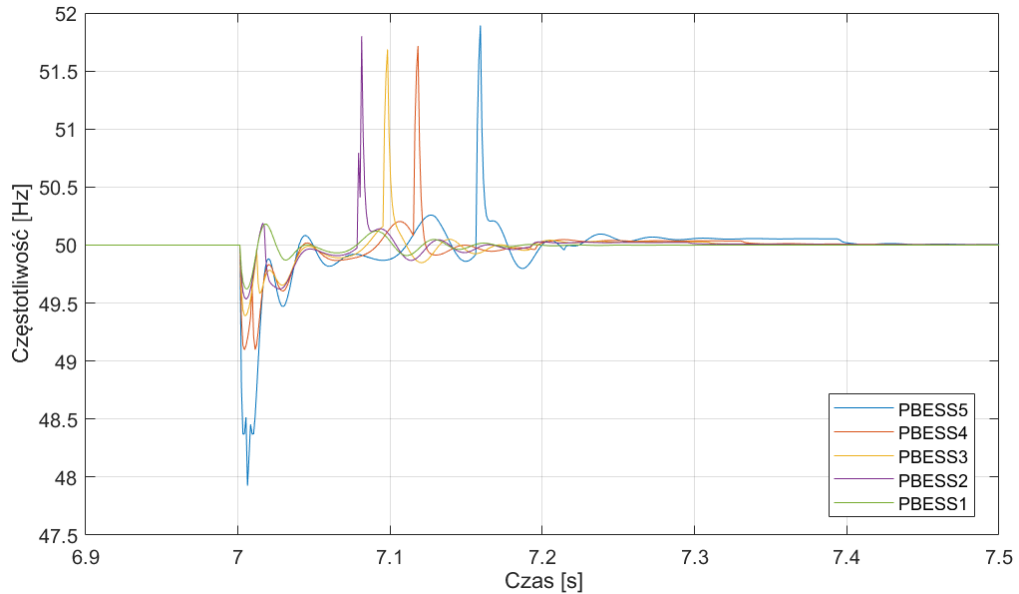


Rys. 6.19. Zmiana mocy czynnej, mocy biernej, częstotliwości oraz napięcia w scenariuszu S3.



Rys. 6.20. Zmiana napięcia w scenariuszu S3 dla zróżnicowanych mocy znamionowych BESS podczas uruchamiania odbioru M1.



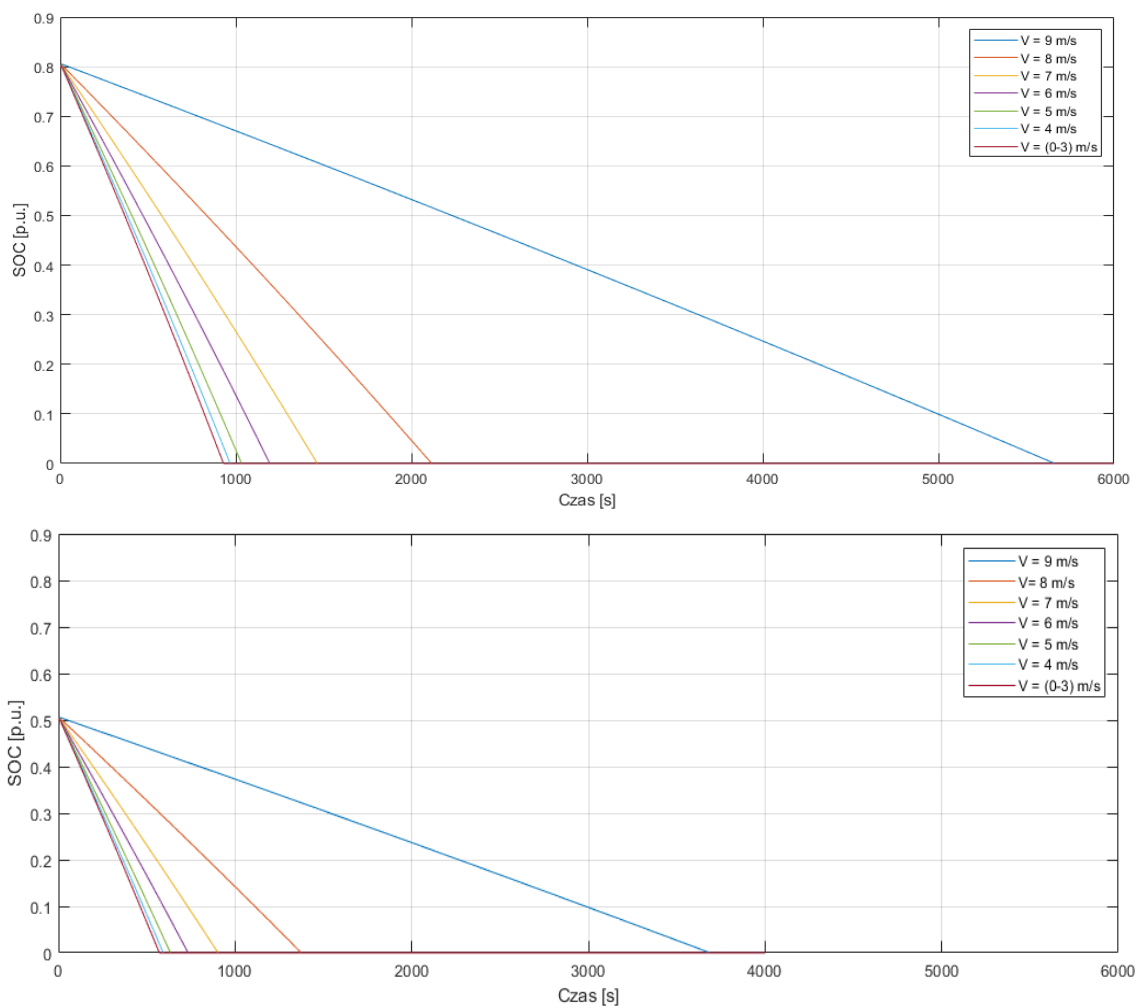


Rys. 6.21. Zmiana częstotliwości w scenariuszu S3 dla zróżnicowanych mocy znamionowych BESS podczas uruchamiania odbioru M1.

Na podstawie przedstawionych wyników można zaobserwować, że minimalny czas odbudowy w scenariuszu S3 był stosunkowo krótki i wyniósł 13 sekund. Zastosowanie baterijnego magazynu energii do odbudowy zdolności wytwórczych stworzyło korzystne warunki odbudowy częstotliwości do wartości znamionowej 50 Hz. Największe chwilowe zmiany częstotliwości  $\Delta f = 0,354 \text{ Hz}$  wywołało załączenie odbioru o najwyższej mocy M1. Zmiany napięcia w układzie wydzielonym osiągnęły maksimum również podczas załączenia odbioru M1, skutkując chwilowym spadkiem napięcia na rozdzielni R20 o  $\Delta U = 0,109 U_n$ . Porównując dynamikę zmian parametrów dla zróżnicowanych mocy znamionowych BESS można zauważyć, że wzrost mocy znamionowej BESS przyczynia się w pozytywny sposób do zmniejszenia chwilowych zmian w przebiegu napięcia oraz częstotliwości. Spośród analizowanych wariantów mocy BESS, żaden z nich nie spowodował przekroczenia krytycznych wartości częstotliwości. Jednakże, z punktu widzenia regulacji napięcia w układzie wydzielonym, skuteczna odbudowa mogłaby mieć miejsce przy zastosowaniu magazynu energii o mocy powyżej  $P_{BESS4} = 15 \text{ MW}$  (dla założonych warunków,  $P_{BESS} > 0,5 P_{EW}$ ), ponieważ dla tego wariantu spadek napięcia po załączeniu odbioru M1 osiągnął wartość graniczną  $\Delta U = 0,2 U_n$ .

Z punktu widzenia zdolności do regulacji napięcia i częstotliwości w układzie wydzielonym istotną kwestią jest stan naładowania magazynu współpracującego ze źródłami charakteryzującymi się znacznymi fluktuacjami pracy, ponieważ w przypadku nadwyżki generacji względem zapotrzebowania, BESS będzie pracował w trybie

ładowania, natomiast przy deficycie generacji – w trybie rozładowania. W odniesieniu do modelowanego układu pracy EW+BESS, tryb pracy magazynu będzie zatem ściśle zależny od aktualnych warunków wietrzności. W przedstawionym przykładzie, w stanie ustalonym po zakończeniu procesu odbudowy, sumaryczna moc pobierana w układzie wydzielonym wyniosła odpowiednio  $P_{obc} = 12,1 MW$  i  $Q_{obc} = 7,7 Mvar$ . Zgodnie z krzywą mocy dla analizowanej farmy wiatrowej, moc  $P_g = 12,1 MW$  jest generowana przy prędkości wiatru  $V = 9,4 m/s$ . Stąd, na Rysunku 6.22 przedstawiono maksymalne czasy pracy BESS w trybie rozładowania dla zróżnicowanych prędkości wiatru w zakresie  $V = (0 \div 9) m/s$ .

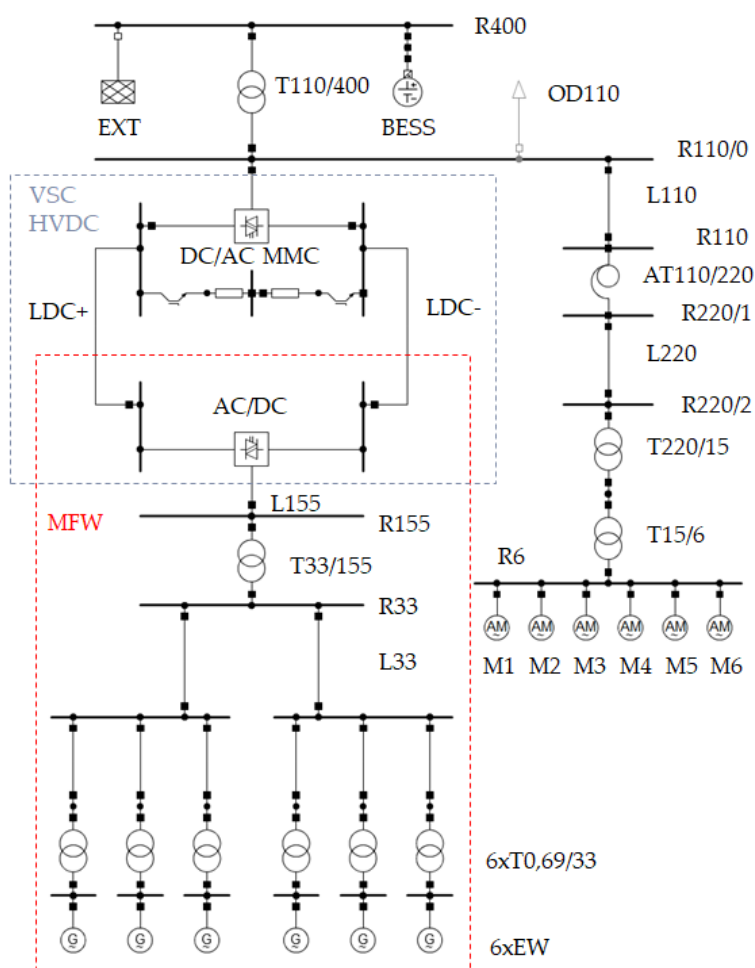


Rys. 6.22. Maksymalne czasy pracy BESS w trybie rozładowania dla różnych prędkości wiatru przy  $SOC_0=0,8$  i  $SOC_0=0,5$ .

Nagły spadek prędkości wiatru, warunkujący zmianę bieżącej generacji mocy z elektrowni wiatrowych przekłada się na skrócenie czasu jakim dysponuje źródło rozruchowe w postaci BESS ze względu na przejście w tryb rozładowania. Stanowi to ograniczenie do prowadzenia procesu odbudowy wg scenariusza S3, szczególnie w przypadku niższych wartości stanu początkowego SOC.

## 6.6. ODBUDOWA ZDOLNOŚCI WYTWÓRCZYCH Z WYKORZYSTANIEM POŁĄCZENIA HVDC – SCENARIUSZ S4

Scenariusz odbudowy zdolności wytwórczych z wykorzystaniem połączenia HVDC (S4) został zamodelowany bazując na układzie wyprowadzenia mocy z morskiej farmy wiatrowej (MFW), jak przedstawiono na Rysunku 6.23. Wybór struktury połączenia HVDC podyktowany był wnioskami płynącymi z badań literaturowych w zakresie uczestnictwa morskich farm wiatrowych oraz połączeń HVDC w procesie odbudowy zdolności wytwórczych, które wskazują na konieczność pracy układu przekształtnikowego jako źródła napięcia VSC (ang. *Voltage Source Converter*) [38,55,62,72,83,94,97]. Zamodelowany fragment MFW obejmuje sześć turbin wiatrowych typu offshore o mocy 5 MW każda, których współpraca z systemem elektroenergetycznym (EXT) odbywa się z wykorzystaniem połączenia VSC HVDC w topologii MMC (ang. *Modular Multilevel Control* – modułarny przekształtnik wielopoziomowy).



Rys. 6.23. Schemat toru rozruchowego modelu odbudowy zdolności wytwórczych dla scenariusza S4.

Zgodnie z badaniami literaturowymi w tym zakresie [55,94], na potrzeby blackstartu oraz pełnienia roli źródła rozruchowego, wymagana jest obecność magazynu energii do współpracy z połączeniem HVDC. Stąd, w modelu przewidziano magazyn BESS, przyłączony do szyn rozdzielni 400 kV (R400). Zestawienie struktury źródła rozruchowego w scenariuszu S4 wraz z kluczowymi parametrami urządzeń przedstawiono w Tabeli 6.10.

Tabela 6.10. Struktura i dane znamionowe zamodelowanego źródła rozruchowego w scenariuszu S4

Lp.	Nazwa	Oznaczenie na schemacie	Charakterystyczne parametry	
1.	Turbiny wiatrowe typu offshore	6xEW	Model turbiny wiatrowej w programie DIgSILENT PowerFactory	DFIG_WTG_5.0MW IG5MW
			Moc znamionowa	$S_n = 5,556 \text{ MVA}$
			Współczynnik mocy	$\cos\varphi = 0,9$
			Napięcie znamionowe	$U_n = 0,69 \text{ kV}$
2.	Transformatory 0,69/33 kV	6xT0,69/33	Model transformatora w programie DIgSILENT PowerFactory	Trf 0.69kV-0.33kV
			Znamionowe napięcie strony górnej	$U_{nGN} = 33 \text{ kV}$
			Znamionowe napięcie strony dolnej	$U_{nDN} = 0,69 \text{ kV}$
			Moc znamionowa	$S_n = 5,6 \text{ MVA}$
			Układ połączeń	Dyn5
			Napięcie zwarcia	$u_{z\%} = 6\%$
			Prąd biegu jałowego	$i_{0\%} = 0,5\%$
3.	Linia kablowa morska 33 kV	L33	Typ linii	Sea Cable 1 kA
			Długość linii	1 km
4.	Rozdzielnia 33 kV	R33	Napięcie znamionowe	$U_n = 33 \text{ kV}$
5.	Rozdzielnia 155 kV	R155	Napięcie znamionowe	$U_n = 155 \text{ kV}$
6.	Transformator 33/155 kV	T33/155	Znamionowe napięcie strony górnej	$U_{nGN} = 155 \text{ kV}$
			Znamionowe napięcie strony dolnej	$U_{nDN} = 33 \text{ kV}$
			Moc znamionowa	$S_n = 50 \text{ MVA}$
			Układ połączeń	YNd5
			Napięcie zwarcia	$u_{z\%} = 13\%$
			Prąd biegu jałowego	$i_{0\%} = 0,1\%$

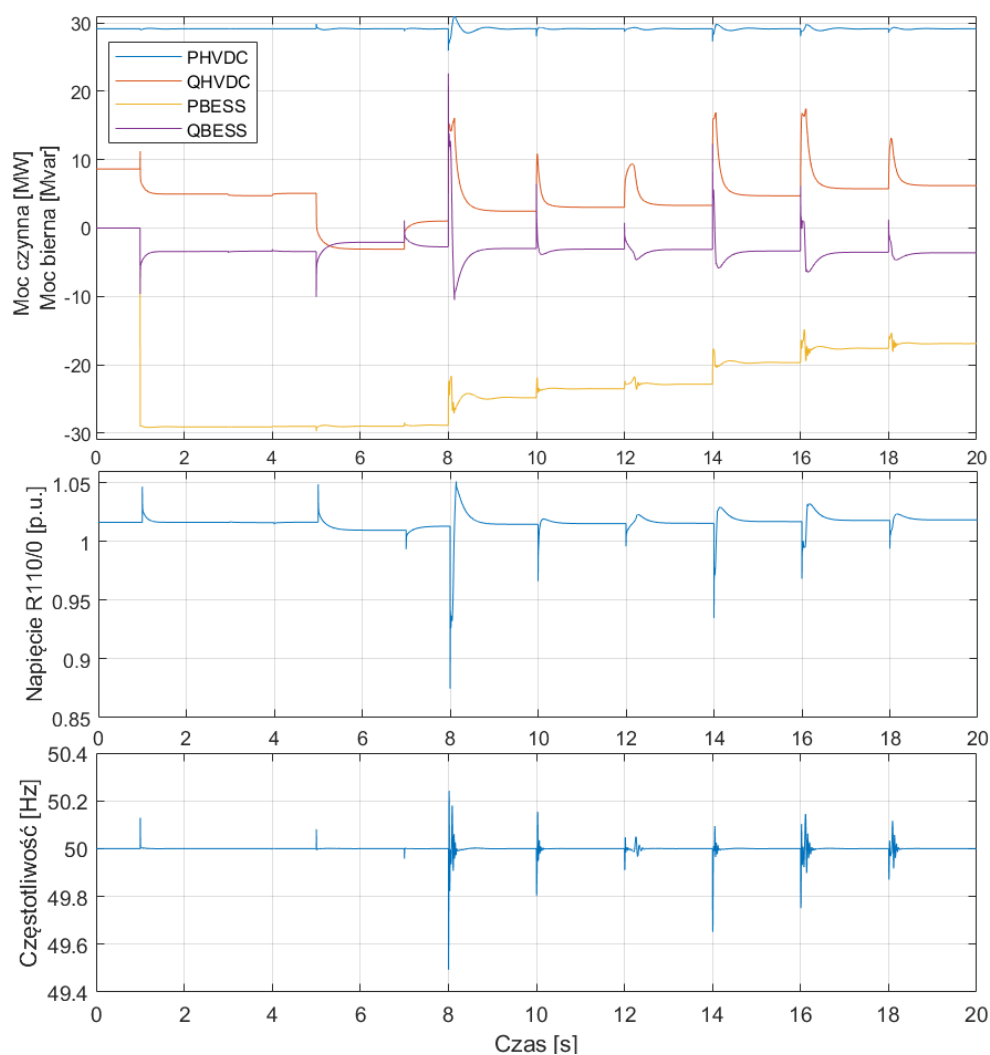
7.	Połączenie VSC-HVDC	VSC-HVDC	Model w programie DIgSILENT PowerFactory	Offshore Wind Farm
7.1	Prostownik	AC/DC	Napięcie znamionowe AC	$U_{nAC} = 155 \text{ kV}$
			Napięcie znamionowe DC	$U_{nDC} = 300 \text{ kV}$
			Moc znamionowa	45 MVA
			Topologia przekształtnika	półmostkowy MMC
			Tryb pracy	P-Q
7.2	Linia HVDC	LDC	Napięcie znamionowe	$U_{nDC} = 300 \text{ kV}$
			Długość	$l = 100 \text{ km}$
7.3	Falownik	DC/AC	Napięcie znamionowe AC	$U_{nAC} = 110 \text{ kV}$
			Napięcie znamionowe DC	$U_{nDC} = 300 \text{ kV}$
			Moc znamionowa	45 MVA
			Topologia przekształtnika	półmostkowy MMC
			Tryb pracy	$V_{dc}$ -Q
8.	Rozdzielnia 110 kV	R110/0	Napięcie znamionowe	$U_n = 110 \text{ kV}$
9.	Rozdzielnia 400 kV	R400	Napięcie znamionowe	$U_n = 400 \text{ kV}$
10.	Transformator 110/400 kV	T100/400	Znamionowe napięcie strony górnej	$U_{nGN} = 380 \text{ kV}$
			Znamionowe napięcie strony dolnej	$U_{nDN} = 110 \text{ kV}$
			Moc znamionowa	$S_n = 60 \text{ MVA}$
			Układ połączeń	YNd5
			Napięcie zwarcia	$u_{z\%} = 11\%$
			Prąd biegu jałowego	$i_{0\%} = 0,1\%$
11.	Baterijny magazyn energii	BESS	Model magazynu energii w programie DIgSILENT PowerFactory	BESS FrequencyCtrl 30 MVA
			Moc znamionowa	$S_n = (0,5 \div 30) \text{ MVA}$
			Współczynnik mocy	$\cos\varphi_0 = 1$
			Napięcie znamionowe	$U_n = 400 \text{ kV}$
			Tryb pracy	źródło napięcia
			Początkowy stan naładowania SOC	$SOC_0 = 0,8$
			Liczba ogniw szeregowo	65
			Liczba ogniw równolegle	60
			Pojemność ogniwa	$Q_{cell} = 80 \text{ Ah}$

Badania w zakresie odbudowy zdolności wytwórczych w scenariuszu S4 prowadzono z wykorzystaniem BESS o mocy znamionowej równej mocy osiągalnej MFW  $P_{BESS} = 30 MW$ , jak przedstawiono na Rysunku 6.24, zgodnie z zadanym harmonogramem czasowym, przedstawionym w Tabeli 6.11. W badaniach przyjęto pracę MFW w warunkach znamionowych  $P_{MFW} = 30 MW$ , a także początkowy stan naładowania magazynu na poziomie  $SOC_0 = 0,8$  i długości linii 220 kV  $L2 = 100 km$ .

Tabela 6.11. Harmonogram czasowy czynności łączeniowych w scenariuszu S4

Lp.	Chwila czasowa	Zdarzenie
1.	1 s	Utrata połączenia z siecią sztywną, przejście BESS oraz MFW do pracy wyspowej
2.	3 s	Załączenie linii L110
3.	4 s	Załączenie transformatora AT110/220
4.	5 s	Załączenie linii L220
5.	7 s	Załączenie transformatorów T220/15 oraz T15/6
6.	8 s	Uruchomienie M1
7.	10 s	Uruchomienie M2
8.	12 s	Uruchomienie M3
9.	14 s	Uruchomienie M4
10.	16 s	Uruchomienie M5
11.	18 s	Uruchomienie M6
12.	20 s	Zakończenie procesu odbudowy

Zgodnie z przedstawionym harmonogramem łążeń można zauważyć, że w układzie wydzielonym, bazującym na źródle rozruchowym HVDC+BESS, stabilizacja parametrów podczas procesu odbudowy przebiegała w stosunkowo krótkim czasie. Całkowity, minimalny czas odbudowy w scenariuszu S4 wyniósł  $t = 20 s$ . Załączenie odbioru M1 skutkowało wystąpieniem maksymalnego spadku napięcia na rozdzielni R110/0  $\Delta U = 0,125U_n$  warunkując jednocześnie maksymalny spadek częstotliwości  $\Delta f = 0,506 Hz$ . W przedstawionym scenariuszu można potwierdzić zdolność źródła rozruchowego HVDC+BESS do regulacji częstotliwości w układzie wydzielonym, przejawiającą się zdolnością do powrotu częstotliwości do wartości znamionowej  $f = 50 Hz$  po dynamicznych zmianach w bilansie mocy.



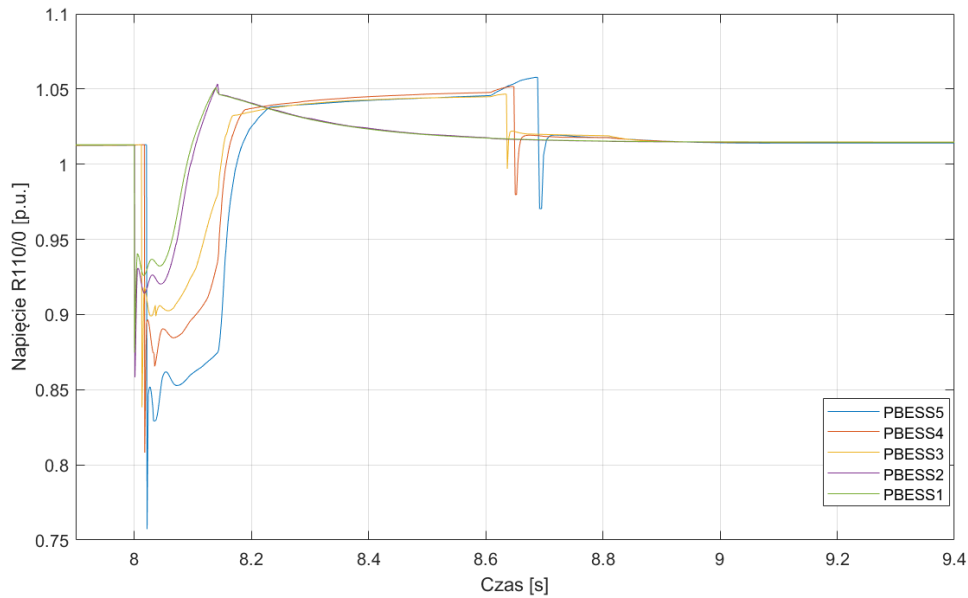
Rys. 6.24. Zmiana mocy czynnej, mocy bierniej, częstotliwości oraz napięcia w scenariuszu S4.

Uzyskane wyniki porównano z wariantami zastosowania magazynu energii o niższej mocy znamionowej, badając ich zdolność do prowadzenia procesu odbudowy (Rys. 6.25), odpowiednio:

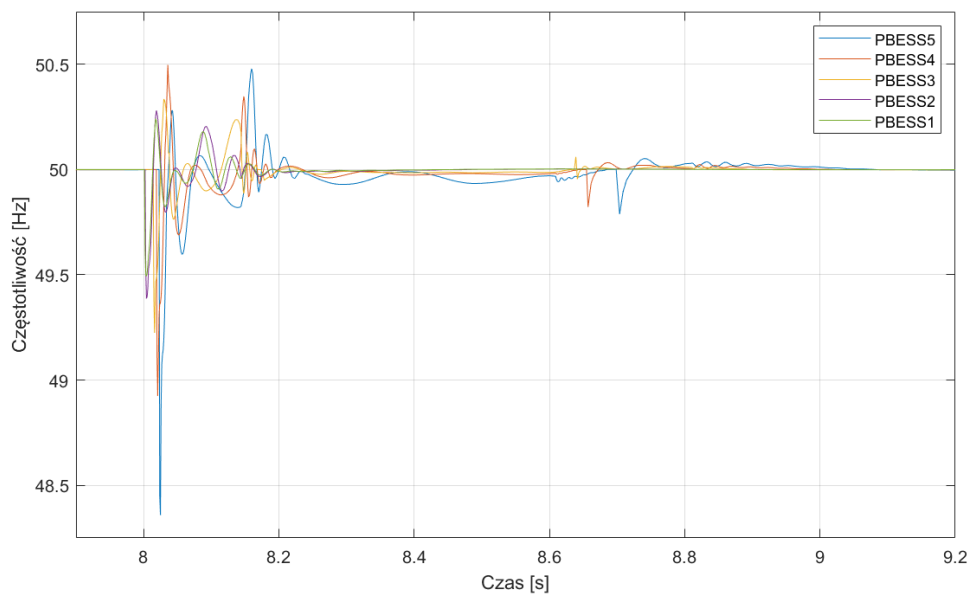
- $P_{BESS1} = 30 \text{ MW}$ ,
- $P_{BESS2} = 25 \text{ MW}$ ,
- $P_{BESS3} = 20 \text{ MW}$ ,
- $P_{BESS4} = 15 \text{ MW}$ ,
- $P_{BESS5} = 10 \text{ MW}$ .

Analizując wyniki zmian częstotliwości oraz napięcia można zauważyć, że zmniejszenie mocy magazynu wpływa na pogorszenie warunków tworzenia układu wydzielonego i zwiększenie ryzyka niepowodzenia procesu odbudowy. Dla zadanych warunków, zastosowanie baterijnego magazynu energii o mocy poniżej 15 MW (50% mocy znamionowej MFW) skutkuje nieskutecznym procesem odbudowy, który

zostały przerwany przy załączeniu odbioru M1 z powodu przekroczenia krytycznych parametrów napięciowych. W przypadku przebiegów zmian częstotliwości, żaden z analizowanych wariantów mocy BESS nie spowodował przekroczenia granicznej wartości częstotliwości, jak przedstawiono na Rysunku 6.26.



Rys. 6.25. Zmiana napięcia w scenariuszu S4 dla zróżnicowanych mocy znamionowych BESS podczas uruchamiania odbioru M1.

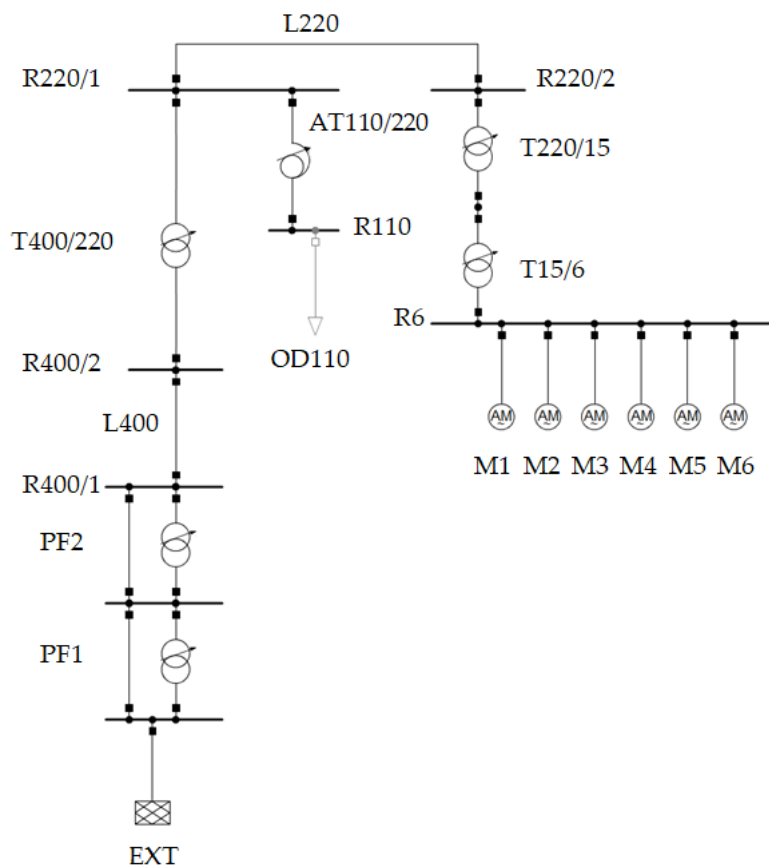


Rys. 6.26. Zmiana częstotliwości w scenariuszu S4 dla zróżnicowanych mocy znamionowych BESS podczas uruchamiania odbioru M1.



## 6.7. ODBUDOWA ZDOLNOŚCI WYTWÓRCZYCH Z WYKORZYSTANIEM STRATEGII ODGÓRNEJ – SCENARIUSZ S5

Scenariusz zastosowania odgórnej strategii podania napięcia (S5) dotyczy możliwości przesłania mocy rozruchowej do odbudowy zasilania po awarii katastrofalnej według strategii odgórnej z wykorzystaniem połączenia transgranicznego, jak przedstawiono na Rysunku 6.27. Zamodelowany tor rozruchowy został przyłączony do źródła rozruchowego w postaci sąsiedniego systemu elektroenergetycznego o ograniczonej mocy przesyłowej przy pomocy wydzielonego toru liniowego 400 kV, wyposażonego w przesuwniki fazowe. Kluczowe parametry urządzeń połączenia transgranicznego przedstawiono w Tabeli 6.12, natomiast harmonogram czasowy łączeń przedstawiono w Tabeli 6.13.



Rys. 6.27. Schemat toru rozruchowego modelu odbudowy zdolności wytwórczych dla scenariusza S5.

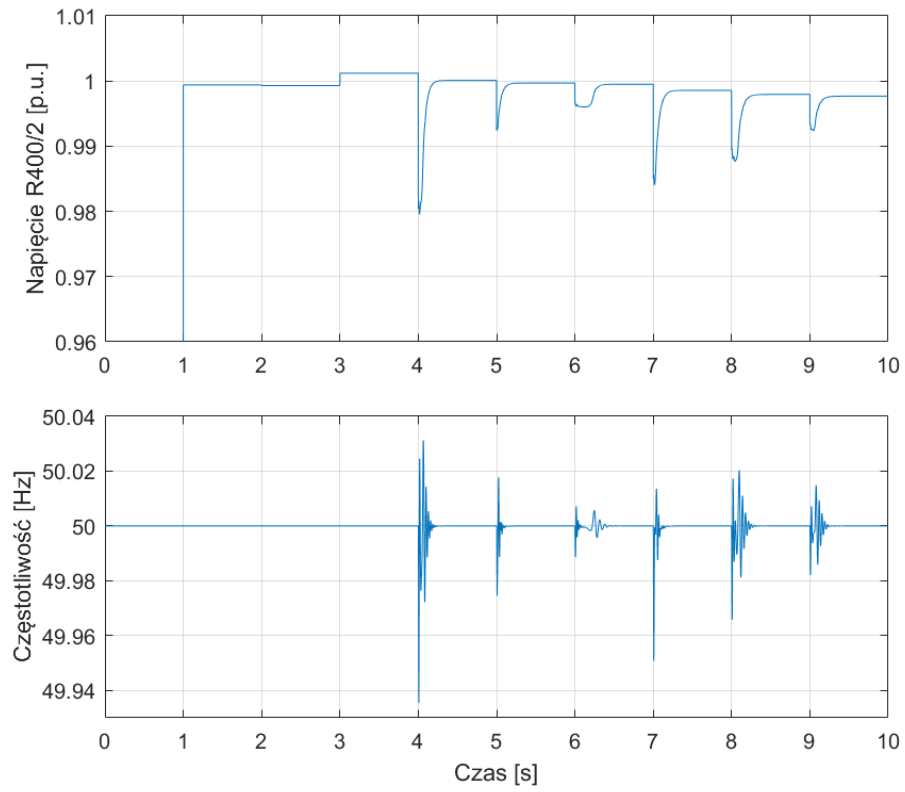
Tabela 6.12. Kluczowe parametry urządzeń połączenia transgranicznego w scenariuszu S5 [10,11]

Lp.	Nazwa	Oznaczenie na schemacie	Charakterystyczne parametry	
1.	Sąsiedni system elektroenergetyczny	EXT	Ograniczenie mocy przesyłowej	$\pm 1200$ MW
2.	Przesuwniki fazowe	PF1, PF2	Znamionowe napięcie strony górnej	$U_{nGN} = 410$ kV
			Znamionowe napięcie strony dolnej	$U_{nDN} = 410$ kV
			Moc znamionowa	$S_n = 1200$ MVA
			Układ połączeń	YNyn0
			Przełącznik zaczełów	$\pm 32 \times 0,63^\circ$
			Napięcie zwarcia	$u_{z\%min} = 11,58\%$ $u_{z\%0} = 8,7\%$ $u_{z\%max} = 11,58\%$
			Prąd biegu jałowego	$i_{0\%} = 0,5\%$
3.	Rozdzielnia 400 kV	R400/1	Napięcie znamionowe	$U_n = 400$ kV
4.	Linia transgraniczna 400 kV	L400	Napięcie znamionowe	$U_n = 400$ kV
			Długość	$l = 15$ km
			Typ	linia napowietrzna
			Rezystancja jednostkowa	$R' = 0,0287 \Omega/km$
			Reaktancja jednostkowa	$X' = 0,3140 \Omega/km$
			Susceptancja jednostkowa	$B' = 1,76 \mu S/km$
5.	Rozdzielnia 400 kV	R400/2	Napięcie znamionowe	$U_n = 400$ kV
6.	Transformator 400/220 kV	T400/220	Znamionowe napięcie strony górnej	$U_{nGN} = 410$ kV
			Znamionowe napięcie strony dolnej	$U_{nDN} = 240$ kV
			Moc znamionowa	$S_n = 500$ MVA
			Układ połączeń	YNd11
			Przełącznik zaczełów	$\pm 10 \times 1,11\%$
			Napięcie zwarcia	$u_{z\%0} = 10,2\%$
			Prąd biegu jałowego	$i_{0\%} = 0,04\%$

Tabela 6.13. Harmonogram czasowy czynności łączeniowych w scenariuszu S5

Lp.	Chwila czasowa	Zdarzenie
1.	1 s	Załączenie linii L400
2.	2 s	Załączenie transformatora T400/220
3.	3 s	Załączenie linii L220 oraz transformatorów T220/15 i T15/6
4.	4 s	Uruchomienie M1
5.	5 s	Uruchomienie M2
6.	6 s	Uruchomienie M3
7.	7 s	Uruchomienie M4
8.	8 s	Uruchomienie M5
9.	9 s	Uruchomienie M6
10.	10 s	Zakończenie procesu odbudowy

Kolejne czynności łączeniowe wiązały się z chwilowymi zmianami częstotliwości i napięcia, jak przedstawiono na Rysunku 6.28, dla których przebiegi rejestrowane były na rozdzielni 400 kV R400/2 przy długości linii 220 kV  $L2 = 100 \text{ km}$ . W badaniach symulacyjnych założono pełną dyspozycyjność zewnętrznego systemu elektroenergetycznego, zdolnego do pierwotnej oraz wtórnej regulacji częstotliwości, stąd po zakończeniu odbudowy częstotliwość powróciła do wartości znamionowej  $f = 50 \text{ Hz}$ . Zadany harmonogram łącheń toru rozruchowego w odgórnej strategii podawania napięcia skutkował bardzo krótkim czasem odbudowy (10 s), ze względu na niewielkie oscylacje i szybką stabilizację parametrów tworzonego układu.



Rys. 6.28. Zmiana częstotliwości oraz napięcia w scenariuszu S5 – rozdzielnia R400/2.

## 6.8. ANALIZA PORÓWNAWCZA WYNIKÓW SYMULACJI

Przedstawione w rozdziałach 6.3-6.7 scenariusze odbudowy poddano analizie porównawczej w zakresie zmian napięcia przyelektrownianej rozdzielni źródła rozruchowego oraz zmian częstotliwości w tworzonym torze rozruchowym. Porównanie wyników symulacji całościowego procesu odbudowy dla poszczególnych scenariuszy zestawiono w Tabeli 6.14.

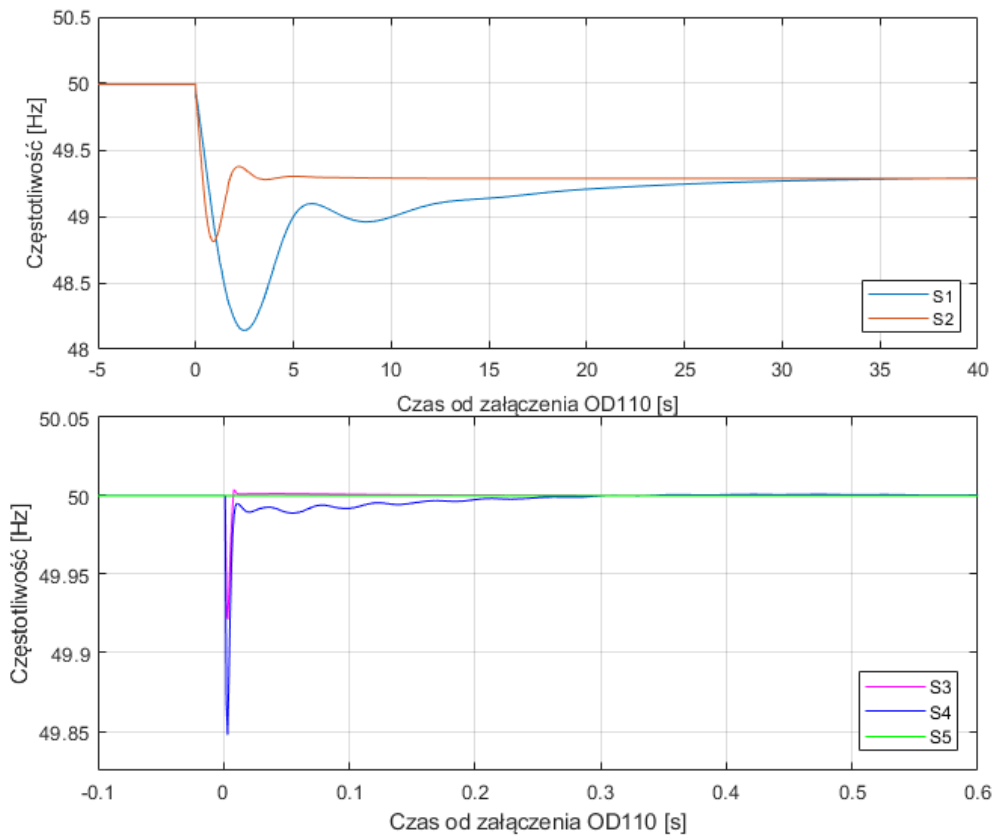
*Tabela 6.14. Porównanie wyników symulacji poszczególnych scenariuszy odbudowy – całościowy proces odbudowy*

Scenariusz odbudowy	Względna wartość napięcia przyelektrownianej rozdzielni źródła rozruchowego po zakończeniu procesu odbudowy $U_{\text{end}}$ [p.u]	Minimalna częstotliwość w układzie wydzielonym podczas procesu odbudowy $f_{\text{min}}$ [Hz]	Częstotliwość w układzie wydzielonym po zakończeniu procesu odbudowy $f_{\text{end}}$ [Hz]	Minimalny czas odbudowy $t_{\text{end}}$ [s]
S1	1,046 $U_n$	49,334	49,602	430
S2	1,018 $U_n$	49,350	49,574	200
S3	0,986 $U_n$	49,646	50,000	13
S4	1,018 $U_n$	49,494	50,000	20
S5	0,998 $U_n$	49,936	50,000	10

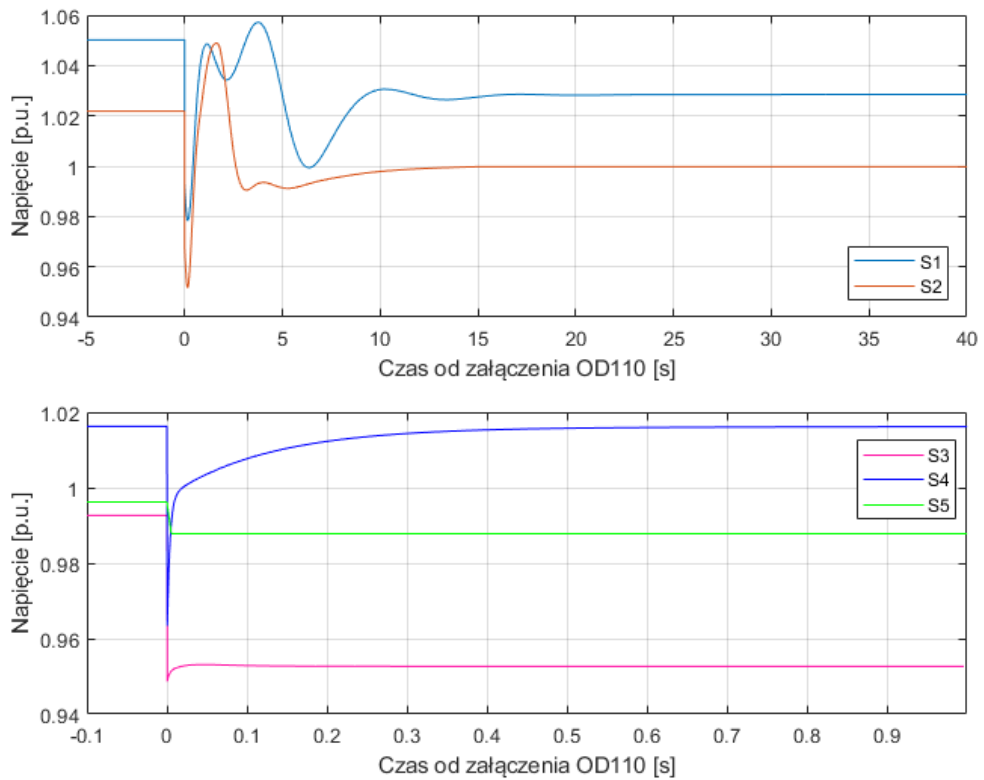
Na podstawie przedstawionych wyników można zauważyć, że klasyczne scenariusze odbudowy S1 oraz S2 cechują się znacznie dłuższym całkowitym minimalnym czasem odbudowy w porównaniu z nowymi propozycjami scenariuszy odbudowy S3 oraz S4, bazującymi na układach hybrydowych. Najkrótszy czas odbudowy zdolności wytwórczych dotyczył odgórnej strategii podawania napięcia z systemu sąsiedniego w scenariuszu S5. Należy mieć na uwadze, że określony w scenariuszach minimalny czas odbudowy dotyczy czasu potrzebnego na stabilizację parametrów w tworzonym układzie wydzielonym i osiągnięcie nowego stanu ustalonego po kolejnych czynnościach łączeniowych, natomiast w warunkach rzeczywistych, czas ten byłby dłuższy. Niemniej jednak, określone minimalne czasy odbudowy są znacznie niższe od granicznego czasu oczekiwania na podanie napięcia ze źródła rozruchowego i odbudowy zdolności wytwórczych jednostek wytwórczych w elektrowniach cieplnych (ok. 2 godziny), który uzależniony jest od szybkości zmian termicznych w kotłach energetycznych, warunkujących parametry pary świeżej, w szczególności w zakresie tempa rozprężania kotła [8].

Z punktu widzenia zdolności odbudowy częstotliwości w torze wydzielonym z systemu elektroenergetycznego po awarii katastrofalnej według strategii oddolnej, scenariusze odbudowy S3 oraz S4 cechował korzystny efekt zdolności powrotu częstotliwości do wartości znamionowej  $f = 50 \text{ Hz}$  po zakończeniu każdej z czynności łączeniowych. Minimalne wartości częstotliwości obserwowane w torze rozruchowym w wariantach S1 oraz S2 wystąpiły po załączeniu odbioru M3 ze względu na fakt, że wartość częstotliwości w torze rozruchowym przed czynnością łączeniową odbiegała od wartości znamionowej, w wyniku zaburzenia bilansu pomiędzy generacją a obciążeniem podczas uruchamiania napędów M1 oraz M2. Efekt ten nie występował w scenariuszach odbudowy S3-S5 ze względu na zdolność odbudowy częstotliwości do wartości znamionowej. Stąd, w przypadku scenariuszy S3-S5 najniższa wartość częstotliwości w torze była obserwowana po załączeniu odbioru o najwyższej mocy znamionowej M1.

Analizy zdolności prowadzenia procesu odbudowy w oparciu o zróżnicowane źródła rozruchowe w poszczególnych scenariuszach pogłębiono o porównanie zmian parametrów tworzonego układu wyspowego podczas dołączenia na rozdzielni 110 kV odbioru statycznego o mocy  $P = 20 \text{ MW}$  i  $\cos\varphi = 0,9$ , będącego reprezentacją wyspy obciążeniowej. Obiór ten został oznaczony na schematach torów rozruchowych jako OD110, odpowiednio na Rys. 6.8 (S1/S2), Rys. 6.15 (S3), Rys. 6.22 (S4) i Rys. 6.26 (S5). Na Rysunku 6.29 przedstawiono porównanie wyników symulacji w zakresie zmian częstotliwości w poszczególnych scenariuszach odbudowy, natomiast na Rysunku 6.30 – w zakresie zmian napięcia przyelektrownianej rozdzielni źródła rozruchowego. W Tabeli 6.15 przedstawiono zestawienie wyników dla newralgicznego w procesie odbudowy załączania odbioru o najwyższej mocy znamionowej (M1) oraz załączenia odbioru statycznego OD110. Porównanie odchyłek częstotliwości oraz napięcia przy załączaniu odbioru dynamicznego M1 oraz statycznego OD110 wraz z czasem regulacji dla poszczególnych scenariuszy odbudowy zestawiono na Rysunkach 6.31-6.32.



Rys. 6.29. Zmiany częstotliwości w układzie wyspowym podczas dołączania odbioru OD110.



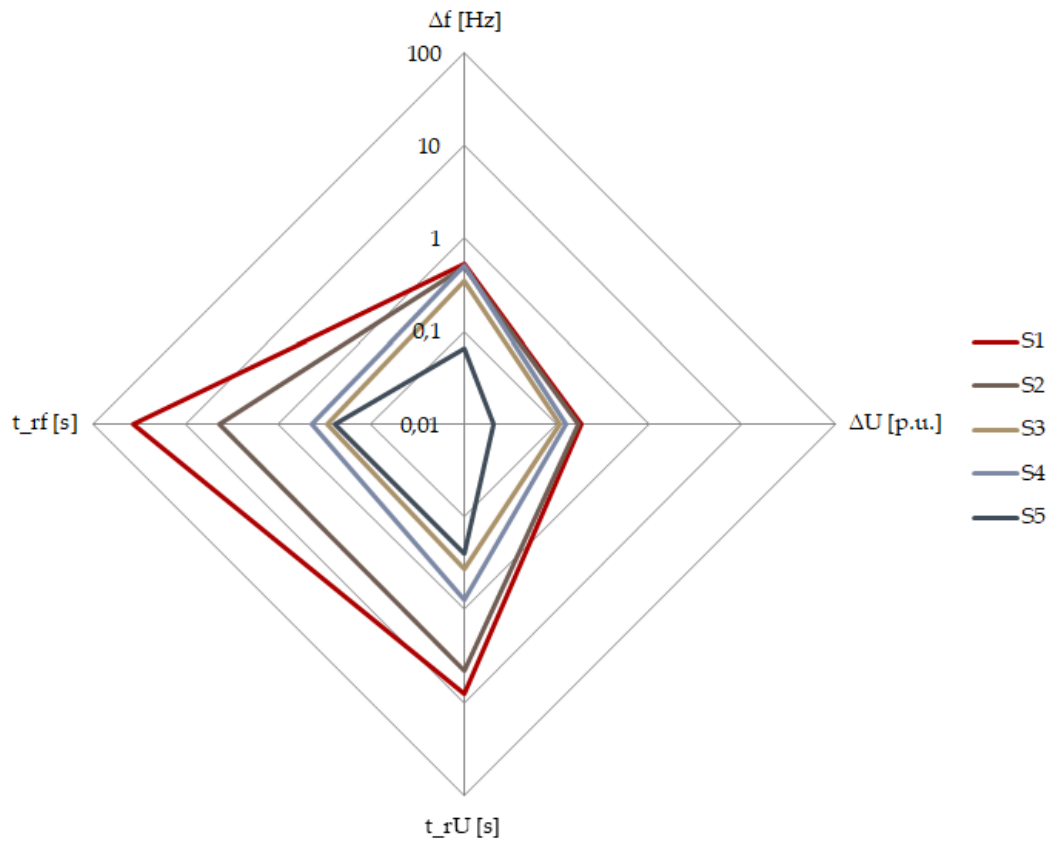
Rys. 6.30. Zmiany napięcia w przyelektrownianej rozdzielni źródła rozruchowego podczas dołączania odbioru OD110.

Tabela 6.15. Porównanie wyników symulacji poszczególnych scenariuszy odbudowy  
– uruchomienie odbioru M1 i załączenie odbioru OD110

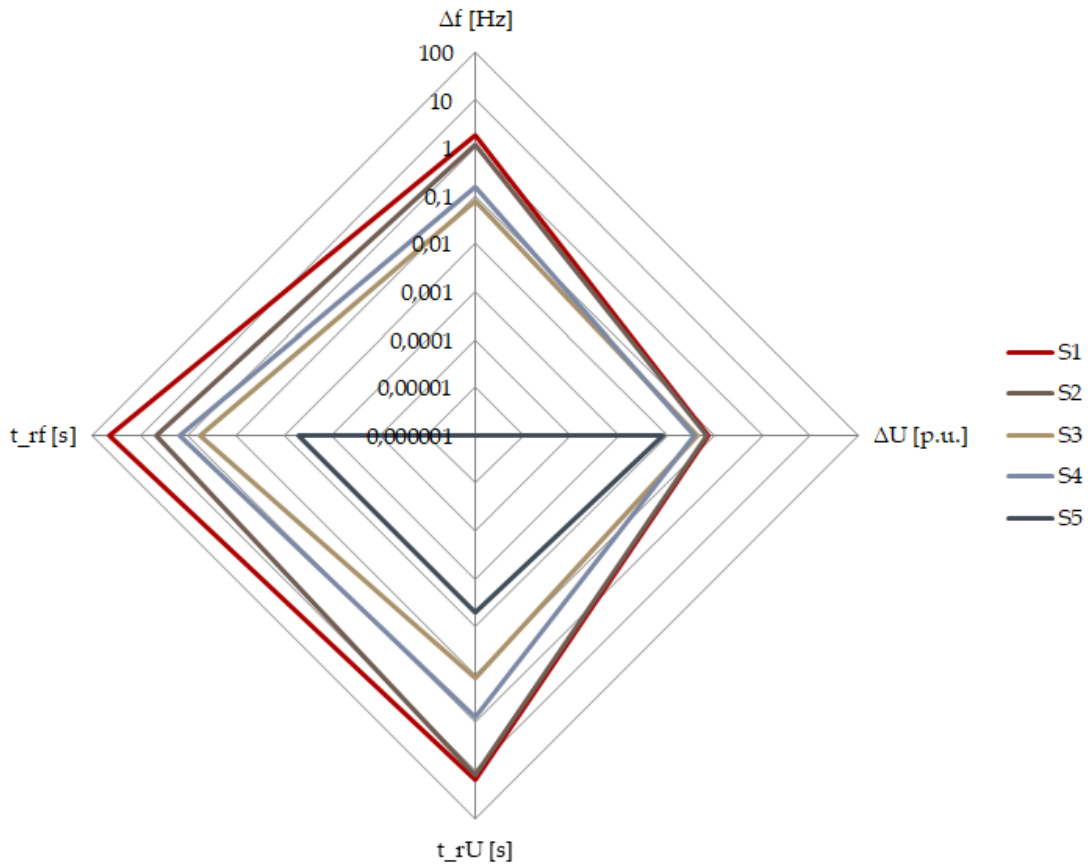
Scenariusz odbudowy	Minimalna wartość napięcia po załączeniu odbioru $U_{\min}$ [p.u.]	Wartość ustalona napięcia po załączeniu odbioru $U_{ust}$ [p.u.]	Czas regulacji napięcia $t_{rU}$ [s]	Minimalna wartość częstotliwości po załączeniu odbioru $f_{\min}$ [Hz]	Wartość ustalona częstotliwości po załączeniu odbioru $f_{ust}$ [Hz]	Czas regulacji częstotliwości $t_{rf}$ [s]
Uruchomienie M1						
S1	$0,875U_n$	$1,053U_n$	8,200	49,458	49,855	36,100
S2	$0,860U_n$	$1,025U_n$	4,510	49,492	49,845	4,310
S3	$0,895U_n$	$0,999U_n$	0,371	49,646	50,000	0,301
S4	$0,875U_n$	$1,002U_n$	0,790	49,494	50,000	0,431
S5	$0,974U_n$	$1,000U_n$	0,249	49,936	50,000	0,242
Załączenie OD110						
S1	$0,979U_n$	$1,028U_n$	15,600	48,160	49,290	43,500
S2	$0,953U_n$	$0,999U_n$	12,740	48,810	49,300	4,640
S3	$0,949U_n$	$0,953U_n$	0,115	49,921	50,000	0,580
S4	$0,963U_n$	$1,003U_n$	0,782	49,847	50,000	1,473
S5	$0,989U_n$	$0,988U_n$	0,005	~50,000	50,000	5E-04

Chwilowe zmiany częstotliwości oraz napięcia podczas dołączenia odbioru statycznego wskazują, że najkorzystniejsze warunki odbudowy częstotliwości obserwowane są dla scenariusza S5 ze względu na pomijalny spadek częstotliwości po załączeniu odbioru OD110. Z kolei spośród scenariuszy oddolnej strategii odbudowy, najkorzystniejsze warunki odbudowy częstotliwości zauważalne są dla scenariusza S3 ze względu na minimalny spadek częstotliwości i najkrótszy czas regulacji. Niemniej jednak, scenariusz ten cechuje się najgorszymi warunkami napięciowymi po załączeniu odbioru OD110, skutkujących wartością ustaloną napięcia na poziomie  $U_{ust} = 0,953U_n$  w przyelektrownianej rozdzielni źródła rozruchowego. Pod tym względem korzystniejsze warunki wykazał scenariusz S4, w którym czas regulacji napięcia był stosunkowo krótki i przede wszystkim, warunkował powrót do wartości napięcia do stanu sprzed załączenia. Na podstawie przedstawionego porównania można zauważyć analogię w odpowiedziach dynamicznych częstotliwości oraz napięcia dla scenariuszy S1 oraz S2, zarówno w przypadku załączania odbioru dynamicznego, jak i statycznego, przy czym S2 cechuje się znacznie krótszymi czasami regulacji parametrów.





Rys. 6.31. Odchyłki częstotliwości oraz napięcia przy załączeniu odbioru dynamicznego M1 i czas regulacji dla poszczególnych scenariuszy odbudowy.



Rys. 6.32. Odchyłki częstotliwości oraz napięcia przy załączeniu odbioru statycznego OD110 i czas regulacji dla poszczególnych scenariuszy odbudowy.

Przedstawione porównanie zmian częstotliwości i napięcia podczas uruchamiania odbioru statycznego i dynamicznego wskazują, że zgodnie z przewidywaniami, scenariusz odbudowy S5 charakteryzuje się zdecydowanie najmniejszymi odchyłkami i najkrótszym czasem stabilizacji parametrów w tworzonym układzie. Należy jednak mieć na uwadze, że scenariusz ten wymaga dyspozycyjności sąsiedniego systemu elektroenergetycznego po wystąpieniu awarii katastrofalnej. Dodatkowym aspektem jest konieczność operatywnej współpracy i skoordynowanych działań pomiędzy przynajmniej dwoma Operatorami Systemu Przesyłowego. Stąd, dysponowanie oddolnymi scenariuszami odbudowy z wykorzystaniem krajowej infrastruktury wytwórczej jest nieodzowne.

W poszczególnych scenariuszach odbudowy przeanalizowano również wpływ odległości źródła rozruchowego od uruchamianych napędów poprzez zróżnicowanie długości linii 220 kV (L220), stanowiącej element toru rozruchowego:

- L1 = 50 km,
- L2 = 100 km,
- L3 = 150 km.

W Tabeli 6.16 zestawiono wartość napięcia na końcu linii 220 kV po jej załączeniu, przy znamionowych wartościach napięcia generatorowego źródła rozruchowego i znamionowych pozycjach przełączników zaczepek transformatorów w torze rozruchowym.

Tabela 6.16. Napięcie na końcu linii 220 kV po jej załączeniu w poszczególnych scenariuszach odbudowy

Scenariusz odbudowy	Napięcie R220/2 [kV]		
	L1 = 50 km	L2 = 100 km	L3 = 150 km
S1	234,9	239,0	242,4
S2	228,4	232,6	235,6
S3	242,8	250,5	259,5
S4	225,6	227,0	228,9
S5	235,1	236,9	239,5

Na podstawie przedstawionych wyników można zauważyć, że wzrost odległości źródła rozruchowego od uruchamianych napędów wiąże się z ryzykiem wystąpienia nadmiernego wzrostu napięcia na końcu linii 220 kV, sięgającego nawet 17% napięcia znamionowego. Najbardziej niekorzystne warunki napięciowe obserwowane były dla scenariusza S3, z kolei scenariusz S4 cechował się najmniejszą wrażliwością w tym

zakresie. Przedstawione wyniki wskazują na konieczność podjęcia działań w kierunku uniknięcia zadziałania zabezpieczeń nadnapięciowych w tworzonej torze rozruchowym, szczególnie na wypadek załączania linii długiej. Obniżenie napięcia na końcu linii 220 kV może zostać zrealizowane w wyniku obniżenia napięcia źródła rozruchowego lub zmiany położenia przełącznika zaczepów transformatorów wchodzących w skład tworzonego toru rozruchowego. O ile dla scenariuszy S1-S4 istnieje możliwość obniżenia napięcia generatorowego w dopuszczalnych granicach, tak dla scenariusza S5 tego typu działanie nie jest możliwe do realizacji. W przypadku odgórnej strategii podawania napięcia w scenariuszu S5 jedynym rozwiązaniem pozwalającym na obniżenie napięcia na końcu linii 220 kV jest regulacja napięcia w torze rozruchowym poprzez zmianę położenia przełącznika zaczepów z uwzględnieniem zakresu regulacji. Wyniki działań regulacyjnych w kierunku poprawy warunków napięciowych po załączeniu linii L220 w poszczególnych scenariuszach odbudowy zestawiono w Tabeli 6.17. Dla scenariuszy oddolnej strategii odbudowy S1-S4 zaproponowano obniżenie napięcia w źródle rozruchowym o 5%. Ze względu na wysoką wrażliwość zmian napięcia w torze rozruchowym scenariusza S3, przedstawione wyniki symulacji dotyczą obniżenia zadanego napięcia magazynu BESS z krokiem 0,1% począwszy od  $0,995U_{\text{BESS}}$ . Dodatkowo, jako alternatywne rozwiązanie poprawy warunków napięciowych w tym wariantcie, zaproponowano zmianę położenia przełącznika zaczepów transformatora AT110/220.

Na podstawie analizy zmiany wartości napięcia na końcu toru rozruchowego po załączeniu linii 220 kV można stwierdzić, że lokalizacja źródła rozruchowego względem źródła uruchamianego jest niezwykle istotnym aspektem. Z przedstawionych wyników można zauważyć, że zdecydowanie najkorzystniejszym wariantem odbudowy pod tym względem jest scenariusz S4, który wykazuje niewielką wrażliwość zmian napięcia wraz ze wzrostem odległości linii. Pozwala to wysnuć wniosek, że współpraca bateryjnych magazynów energii z elektrowniami typu offshore, których połączenie z systemem elektroenergetycznym jest zrealizowane poprzez układ przekształtnikowy VSC HVDC, stanowi potencjalne źródło rozruchowe na potrzeby odbudowy zdolności wytwórczych nie tylko lokalnie, ale również na wypadek konieczności przesyłu mocy rozruchowej na znaczne odległości. Pomimo licznych zalet w zakresie zdolności regulacji częstotliwości w stosunkowo krótkim czasie, scenariusze odbudowy S3 oraz S5 wykazują niekorzystne warunki napięciowe przy przesyśle mocy rozruchowej linią o znacznej długości. Zależność ta pozwala stwierdzić, że scenariusz odbudowy S3

wykazuje większy potencjał zastosowań w procesach odbudowy zdolności wytwórczych na potrzeby lokalne. W przypadku scenariusza S5 zauważyć można ograniczenie jego stosowania na potrzeby odbudowy zdolności wytwórczych źródeł położonych w znacznej odległości od połączenia transgranicznego, ze względu na ryzyko wystąpienia wysokiej wartości napięcia na końcu linii długiej, którego zmniejszenie jest ograniczone dostępną liczbą zaczepów transformatorów w torze rozruchowym lub koniecznością dociążenia układu mocą bierną indukcyjną.

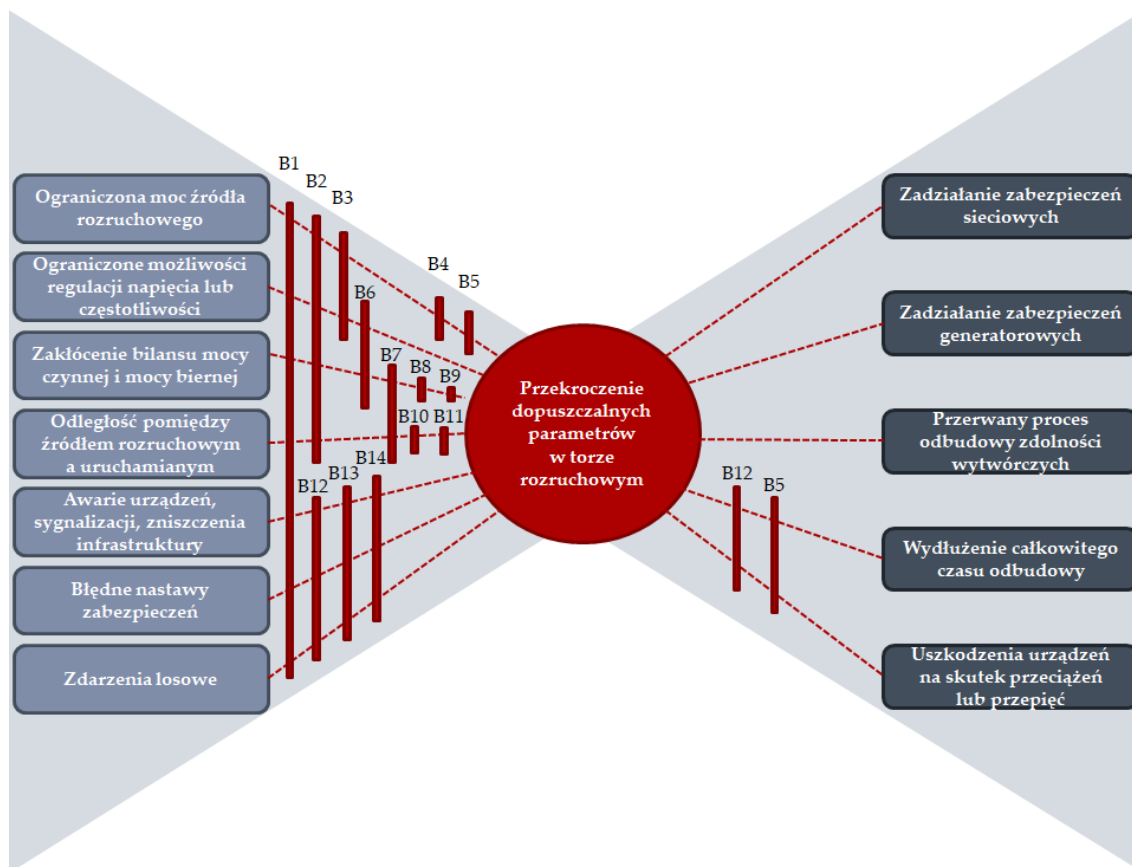
Tabela 6.17. Napięcie na końcu linii 220 kV po jej załączeniu w poszczególnych scenariuszach odbudowy – poprawa warunków napięciowych

Scenariusz odbudowy	Działanie regulacyjne	Napięcie R220/2 [kV]	Napięcie R220/2 [kV]	Napięcie R220/2 [kV]
		L1 = 50 km	L2 = 100 km	L3 = 150 km
S1	0,95U <sub>G1</sub> 0,95U <sub>G2</sub>	223,1	227,1	230,3
S2	0,95U <sub>G1</sub> 0,95U <sub>G2</sub>	223,1	227,1	230,3
S3	0,995U <sub>BESS</sub>	225,5	233,1	241,5
	0,994U <sub>BESS</sub>	222,1	229,6	237,9
	0,993U <sub>BESS</sub>	nie dotyczy	226,0	234,3
	0,992U <sub>BESS</sub>	nie dotyczy	222,5	230,6
	0,991U <sub>BESS</sub>	nie dotyczy	221,1	227,0
	-5x1% U <sub>GN</sub> AT110/220 1,0U <sub>BESS</sub>	230,6	237,4	245,3
	-6x1% U <sub>GN</sub> AT110/220 1,0U <sub>BESS</sub>	228,2	234,8	242,5
	-7x1% U <sub>GN</sub> AT110/220 1,0U <sub>BESS</sub>	225,8	232,2	239,7
-8x1% U <sub>GN</sub> AT110/220 1,0U <sub>BESS</sub>	223,4	229,6	236,9	
S4	0,95U <sub>BESS</sub>	225,6	226,9	228,8
S5	-3x1% U <sub>GN</sub> AT110/220	227,2	228,9	231,4
	-4x1% U <sub>GN</sub> AT110/220	224,6	226,3	228,7
	-5x1% U <sub>GN</sub> AT110/220	221,9	223,6	226,0

## 7. ODBUDOWA ZDOLNOŚCI WYTWÓRCZYCH ELEKTROWNI W KONTEKŚCIE OCENY RYZYKA

### 7.1. JAKOŚCIOWA OCENA RYZYKA DLA PROCESU ODBUDOWY ZDOLNOŚCI WYTWÓRCZYCH

Celem oceny ryzyka jest identyfikacja możliwych zagrożeń w procesie odbudowy zdolności wytwórczych po awarii katastrofalnej systemu elektroenergetycznego dla opracowanych scenariuszy podania napięcia i mocy rozruchowej oraz wskazanie konsekwencji ich wystąpienia. Punkt wyjścia do przeprowadzania oceny ryzyka dla procesu odbudowy zdolności wytwórczych stanowią wnioski płynące z badań symulacyjnych, przedstawione w rozdziałach 6.3-6.8, a także zdarzenia i wnioski płynące z rzeczywistych prób systemowych, zaprezentowane w rozdziale 4.2.2. Jakościowa ocena ryzyka dla procesu odbudowy zdolności wytwórczych została poprowadzona w oparciu o metodę muchy (ang. *bow-tie analysis*), która stanowi graficzną reprezentację połączenia drzewa przyczyn oraz drzewa konsekwencji wystąpienia zdarzenia niepożądanego, jak przedstawiono na Rysunku 7.1. Jako zdarzenie niepożądane w procesie odbudowy zdolności wytwórczych przyjęto przekroczenie krytycznych parametrów napięcia i/lub częstotliwości w tworzonym torze rozruchowym, będące wynikiem rozwoju zagrożeń. W nawiązaniu do opracowanego diagramu muchy, w Tabeli 7.1 zestawiono szczegółową listę zagrożeń, które mogą stanowić potencjalne przyczyny nieskutecznego procesu odbudowy zdolności wytwórczych, wraz ze wskazaniem barier ograniczających ryzyko ich następstw.



Rys. 7.1. Diagram muchy dla procesu odbudowy zdolności wytwórczych. Opracowanie własne.

Tabela 7.1. Zestawienie zagrożeń dla skutecznego procesu odbudowy zdolności wytwórczych

Lp.	Zagrożenie	Bariery ograniczające rozwój zagrożenia	Konsekwencje
1.	<b>Ograniczona moc źródła rozruchowego</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• B1 - Badania symulacyjne torów rozruchowych i organizacja prób systemowych,</li> <li>• B2 - Optymalizacja doboru źródła rozruchowego,</li> <li>• B3 - W miarę możliwości technicznych, praca równoległa kilku jednostek wytwórczych wchodzących w skład źródła rozruchowego,</li> <li>• B4 - Utrzymywanie wymaganego poziomu naładowania magazynu dedykowanego do pełnienia roli źródła rozruchowego (dla scenariuszy S3 oraz S4),</li> <li>• B5 - Dysponowanie alternatywnymi scenariuszami odbudowy,</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Przy zbyt niskim poziomie naładowania, brak zdolności magazynu do pełnienia roli źródła rozruchowego,</li> <li>• Wydłużenie czasu odbudowy zdolności wytwórczych ze względu na wybór i przygotowanie alternatywnego scenariusza odbudowy,</li> </ul>
1.1.	Silna zależność stanu naładowania magazynu energii od bieżących warunków generacji OZE (scenariusz S3 i S4)		
1.2.	Niedyspozycyjność sąsiedniego systemu elektroenergetycznego (scenariusz S5)		
1.3.	Ograniczona moc wymiany (scenariusz S5)		
1.4.	Ograniczony czas pracy źródła rozruchowego przy określonej generacji mocy (scenariusz S3 i S4)		

Lp.	Zagrożenie	Bariery ograniczające rozwój zagrożenia	Konsekwencje
2.	<b>Ograniczona zdolność regulacji częstotliwości i powrotu do wartości znamionowej</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• B1 - Badania symulacyjne torów rozruchowych i organizacja prób systemowych,</li> <li>• B2 - Optymalizacja doboru źródła rozruchowego,</li> <li>• B3 - W miarę możliwości technicznych, praca równoległa kilku jednostek wytwórczych wchodzących w skład źródła rozruchowego,</li> <li>• B6 - Stosowanie urządzeń pomocniczych np. FACTS,</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Występowanie dynamicznych zjawisk przejściowych, warunkujących długi czas stabilizacji parametrów po operacjach łączeniowych,</li> <li>• Nieskuteczna odbudowa zdolności wytwórczych,</li> <li>• Konieczność wznowienia procesu odbudowy,</li> </ul>
3.	<b>Ograniczone możliwości regulacji napięcia w torze rozruchowym</b>		
3.1.	Ograniczona liczba zaczeptów transformatorów w torze rozruchowym		
3.2.	Ograniczone możliwości obniżenia napięcia źródła rozruchowego		
4.	<b>Zakłócenie bilansu mocy czynnej oraz mocy biernej</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• B1- Badania symulacyjne torów rozruchowych i organizacja prób systemowych,</li> <li>• B2 - Optymalizacja doboru źródła rozruchowego,</li> <li>• B6 - Stosowanie urządzeń pomocniczych np. FACTS,</li> <li>• B7 - Łączenie krótszych odcinków torów rozruchowych,</li> <li>• B8 - W miarę możliwości, rezygnacja z rozruchu bezpośredniego napędów w elektrowni uruchamianej, celem ograniczenia pobieranego prądu rozruchowego,</li> <li>• B9 - Dociążenie źródła rozruchowego odbiorem mocy indukcyjnej przed załączeniem linii długiej,</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Występowanie dynamicznych zjawisk przejściowych, warunkujących długi czas stabilizacji parametrów po operacjach łączeniowych,</li> <li>• Przekroczenie dopuszczalnych wartości napięcia i/lub częstotliwości,</li> <li>• Zadziałanie zabezpieczeń sieciowych i/lub generatorowych, a w konsekwencji, wyłączenie toru rozruchowego,</li> <li>• Pogorszenie parametrów termicznych bloku uruchamianego, warunkujące znaczne wydłużenie całkowitego czasu odbudowy systemu elektroenergetycznego,</li> </ul>
4.1.	Załączanie kolejnych elementów toru rozruchowego – linie, transformatory		
4.2.	Załączanie odbiorów dynamicznych ze względu na wysokie prądy rozruchowe, szczególnie przy rozruchu bezpośrednim napędów,		
4.3.	Dołączanie wysp obciążeniowych		

Lp.	Zagrożenie	Bariery ograniczające rozwój zagrożenia	Konsekwencje
5.	<b>Odległość pomiędzy źródłem rozruchowym a uruchamianym</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• B1- Badania symulacyjne torów rozruchowych i organizacja prób systemowych,</li> <li>• B2 - Optymalizacja doboru źródła rozruchowego, również pod kątem lokalizacji względem źródła uruchamianego,</li> <li>• B7 - Łączenie krótszych odcinków torów rozruchowych,</li> <li>• B10 - Obniżenie napięcia źródła rozruchowego podczas załączania długich odcinków linii wysokiego napięcia,</li> <li>• B11 - Regulacja przełączników zaczepów transformatorów w torze rozruchowym,</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wydłużenie czasu tworzenia toru rozruchowego,</li> <li>• Zadziałanie zabezpieczeń nadnapięciowych wskutek wysokiego napięcia na końcu linii długiej,</li> <li>• Niszczenie izolacji urządzeń wskutek przepięć i przeciążeń,</li> </ul>
5.1.	Ryzyko wystąpienia wysokiego napięcia na końcu linii długiej		
5.2.	Zwiększona liczba czynności łączeniowych w torze rozruchowym		
6.	<b>Błędna sygnalizacja w układach automatyki, pomiarów, wizualizacji, komunikacji</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• B1 - Badania symulacyjne torów rozruchowych i organizacja prób systemowych,</li> <li>• B12 - Utrzymanie zdolności do powtórnego samostartu źródła rozruchowego,</li> <li>• B13 - Regularne kontrole urządzeń i unikanie zaniedbań eksploatacyjnych,</li> <li>• B14 - Regularne szkolenia kadry dyspozytorskiej.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Brak możliwości identyfikacji stanu urządzeń oraz określenia warunków ich pracy,</li> <li>• Nieskuteczna odbudowa zdolności wytwórczych,</li> <li>• Konieczność wznowienia procesu odbudowy.</li> </ul>
7.	<b>Awarie urządzeń, zniszczenia infrastruktury</b>		
8.	<b>Błędne nastawy zabezpieczeń</b>		
9.	<b>Zdarzenia losowe</b>		

Stosowanie wyszczególnionych barier technicznych oraz organizacyjnych (B1-B13) ma na celu zmniejszenie ryzyka niepowodzenia skuteczności procesu odbudowy zdolności wytwórczych i ograniczenie negatywnych konsekwencji przekroczenia dopuszczalnych parametrów w torze rozruchowym. Ze względu na postępujące zmiany w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, niezbędna jest systematyczna weryfikacja i aktualizacja programu odbudowy systemu dla modernizowanej infrastruktury sieciowej i wytwórczej.



Jako jedną z podstawowych barier organizacyjnych zaproponowano badania symulacyjne procesów odbudowy, ponieważ mogą one stanowić istotny etap czynności przygotowawczych do opracowania planów obrony i odbudowy systemu elektroenergetycznego, ze wskazaniem newralgicznych aspektów i niezbędnych działań dla realizacji skutecznego procesu odbudowy, takich jak dobór źródeł rozruchowych dla źródeł uruchamianych, czy też dobór nastaw układów regulacji i zabezpieczeń w torze rozruchowym. Stąd, badania modelowe w zakresie poszukiwania struktury systemu elektroenergetycznego, stanu jego elementów czy analizowanych zjawisk stanowią niezwykle istotny obszar badawczy celem możliwie dokładnego odwzorowania systemu [148].

Zagrożenie związane z prowadzeniem procesu odbudowy w znacznej odległości pomiędzy źródłem rozruchowym a uruchamianym wiąże się nie tylko z pogorszeniem warunków napięciowych w torze rozruchowym, ale również ze zwiększeniem liczby łączy. W prowadzonych badaniach symulacyjnych, przedstawionych w rozdziale 6, przyjęto uproszczony model toru rozruchowego, stąd podane czasy tworzenia toru rozruchowego są wartościami minimalnymi, wynikającymi z czasu stabilizacji parametrów w układzie wydzielonym. W rzeczywistych warunkach procesu odbudowy, należy mieć na uwadze, że ze względu na bardziej rozbudowane układy sieciowe, całkowity czas obudowy uległby wydłużeniu. Stąd, zwiększenie skuteczności procesu odbudowy może zostać osiągnięte poprzez wykorzystanie źródeł rozruchowych położonych w bliższej odległości od źródła uruchamianego. W perspektywie rozwoju infrastruktury wytwórczej, należy zatem wskazać na celowość optymalnej lokalizacji źródeł wytwórczej do poprawy bezpieczeństwa energetycznego systemu i możliwości uwzględnienia źródeł w planach odbudowy systemu elektroenergetycznego. Stanowi to istotną przesłankę do prowadzenia badań w zakresie optymalnej lokalizacji źródeł wytwórczych w rozwijających się systemach elektroenergetycznych [101,119,133,152].

Wśród proponowanych barier technicznych, ograniczających ryzyko przekroczenia dopuszczalnych parametrów w torze rozruchowym ze względu na wystąpienie poważnego niebilansowania mocy i ograniczone zdolności regulacji napięcia lub częstotliwości, wskazano stosowanie urządzeń pomocniczych, takich jak urządzenia FACTS (ang. *Flexible AC Transmission Systems* - elastyczne systemy przesyłowe prądu przemiennego). Jak wskazują wyniki badań literaturowych, w warunkach silnego niebilansowania mikrosieci lub systemu elektroenergetycznego, urządzenia pomocnicze FACTS, takie jak kompensatory statyczne (STATCOM)

[94,158], magazyny energii [16,52,67,94,99,108,109,154] czy energoelektroniczne regulatory przepływu mocy UPFC (ang. *Unified Power Flow Controller*) [99] wykazują zdolność do poprawy warunków pracy układów wydzielonych. Z tego względu, ich implementacja może stanowić odpowiedź na potrzeby aktywnego bilansowania mocy i poprawy odpowiedzi dynamicznych w procesach obrony i odbudowy, zmniejszając ryzyko przekroczenia krytycznych parametrów w torze rozruchowym. W zakresie pracy elektrowni wiatrowych, do poprawy warunków generacji i poboru mocy biernej rozwiązaniem może być również zastosowanie dławików kompensacyjnych, szczególnie z możliwością regulacji zaczepowej pod obciążeniem [63,119]. Badania literaturowe wskazują również na możliwość zwiększenia bezpieczeństwa pracy układów wydzielonych dzięki zastosowaniu techniki pomiarów synchronicznych i implementacji układów adaptacyjnego wydzielania obszarów wyspowych [51,54].

Jak wskazują raporty z realizacji rzeczywistych prób systemowych, awarie urządzeń, zdarzenia losowe, które nie są bezpośrednio związane z próbami systemowymi czy błędne nastawy zabezpieczeń są częstą przyczyną przerwania procesu odbudowy. Stąd, aby zmniejszyć ryzyko niekontrolowanego przerwania procesu odbudowy na wypadek rzeczywistej awarii systemowej bardzo istotna jest bieżąca kontrola urządzeń i dysponowanie bankiem zabezpieczeń dedykowanym dla pracy wyspowej jednostek wytwórczych, a także regularne szkolenia kadry dyspozytorskiej na wypadek wystąpienia awarii systemowej.

Przekroczenie krytycznych parametrów w torze rozruchowym stanowi zdarzenie, które może zapoczątkować rozwój awarii wtórnej, skutkującej kaskadowymi wyłączeniami elementów tworzonego układu wydzielonego. W konsekwencji, negatywnym efektem przerwania nieskutecznego procesu odbudowy jest wydłużenie czasu oczekiwania na rozruch uruchamianych jednostek wytwórczych, a tym samym stopniowe pogorszenie parametrów termicznych. Mając na uwadze, że wraz z wydłużeniem czasu postoju bloku wzrasta czas jego rozruchu [8,57], istotne jest dążenie do minimalizacji czasu odbudowy całego systemu elektroenergetycznego. Z punktu widzenia barier ograniczających konsekwencje przerwania procesu odbudowy zdolności wytwórczych, należy wyróżnić utrzymywanie zdolności do ponownego blackstartu źródła rozruchowego (B12), a także dysponowanie alternatywnymi scenariuszami odbudowy zdolności wytwórczych (B5), które powinny zostać ujęte w opracowywanych planach odbudowy.

## 7.2. ILOŚCIOWA OCENA RYZYKA DLA PROCESU ODBUDOWY ZDOLNOŚCI WYTWÓRCZYCH

Ilościowa ocena ryzyka dla procesu odbudowy zdolności wytwórczych została przeprowadzona z wykorzystaniem metody analitycznego procesu hierarchicznego AHP (ang. *Analytic Hierarchy Process*), która stanowi jedną z metod analizy wielokryterialnej, znajdującą zastosowanie w szerokim spektrum procesów decyzyjnych, takich jak zadania projektowe [18], logistyczne [9] czy analizy dotyczące rozwoju systemów energetycznych [50,80,152], wraz z jej rozwinięciem w postaci rozmytej metody AHP, czyli FAHP (ang. *Fuzzy AHP*). Metoda AHP została zaproponowana przez Saaty'ego [142] i do jej zalet można zaliczyć uniwersalność stosowania, a przede wszystkim, możliwość weryfikacji zgodności macierzy porównań [32]. Algorytm prowadzenia analizy wielokryterialnej metodą AHP obejmuje kolejne etapy, przedstawione na Rysunku 7.2.

Zgodnie z algorytmem przedstawionym w pracach [18,50], opracowanie macierzy porównań parami polega na skonstruowaniu kwadratowej macierzy ocen  $\mathbf{A} = [a_{ij}]$ , celem wyznaczenia wag rozpatrywanych  $n$  kryteriów, gdzie  $a_{ij}$  stanowi ocenę istotności kryterium  $a_i$  względem kryterium  $a_j$  wg skali Saaty'ego, przedstawionej w Tabeli 7.2.

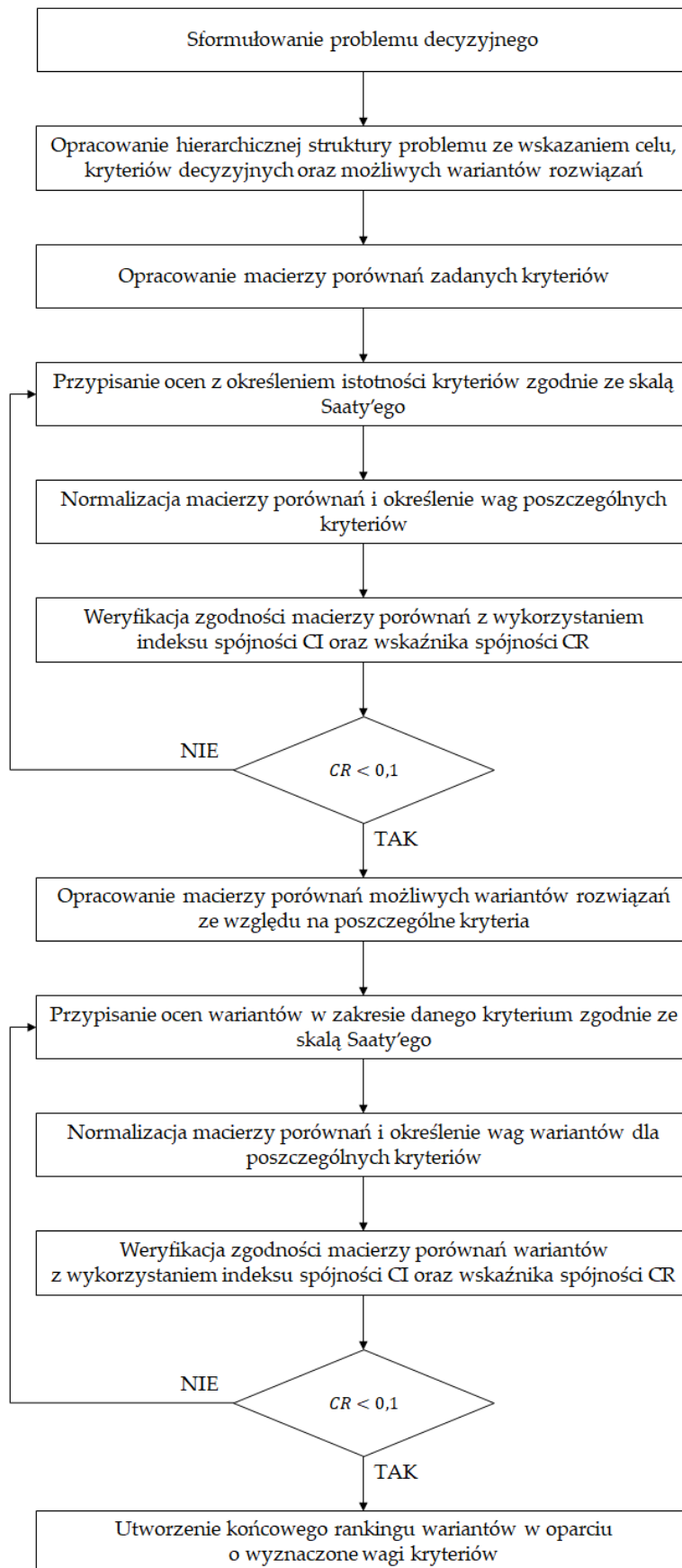
$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} 1 & a_{12} & \cdots & a_{1n} \\ \frac{1}{a_{12}} & 1 & \cdots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{1}{a_{1n}} & \frac{1}{a_{2n}} & \cdots & 1 \end{bmatrix}. \quad (3)$$

W kolejnym kroku dokonywana jest normalizacja macierzy porównań  $\mathbf{A} = [a_{ij}]$  do postaci  $\mathbf{B} = [b_{ij}]$ , zgodnie z zależnością (4):

$$b_{ij} = \frac{a_{ij}}{\sum_{i=1}^n a_{ij}}. \quad (4)$$

Określenie wag poszczególnych kryteriów  $w_i$  polega na wyznaczeniu wektora znormalizowanej macierzy porównań  $\mathbf{w}$  (tzw. wektor preferencji), jako średniej arytmetycznej wartości kolejnych wierszy macierzy  $\mathbf{B} = [b_{ij}]$ :

$$w_i = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n b_{ij}. \quad (5)$$



Rys. 7.2. Algorytm metody AHP. Opracowanie własne na podstawie [18,32,50].

Weryfikacja spójności macierzy porównań polega na wyznaczeniu wartości indeksu spójności CI (ang. *Consistency Index*):

$$CI = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1} \quad (6)$$

$$\lambda_{max} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{\sum_{j=1}^n a_{ij} w_j}{w_i} \quad (7)$$

oraz wskaźnika spójności CR (ang. *Consistency Ratio*):

$$CR = \frac{CI}{RI} \quad (8)$$

gdzie:  $\lambda_{max}$  – maksymalna wartość własna macierzy porównań **A**, **RI** – indeks spójności losowych (ang. *Random Index*), zależny od stopnia macierzy porównań **A**, jak przedstawiono w Tabeli 7.3.

Ostatecznie, warunek spójności macierzy porównań jest spełniony wtedy, kiedy zachodzi relacja:

$$CR < 0,1. \quad (9)$$

Wyznaczone i zweryfikowane w przedstawiony sposób wagi kryteriów decyzyjnych stanowią punkt wyjścia do przeprowadzenia analizy wielokryterialnej, której istotą jest porównanie parami dostępnych wariantów rozwiązań, celem wyznaczenia wag wariantów według analogicznego algorytmu obliczeniowego (3)-(9).

Tabela 7.2. Skala ocen Saaty'ego w metodzie AHP [29,50]

Skala	Objaśnienie
1	równoważna istotność
3	nieznaczna przewaga $a_i$ względem $a_j$
5	silna przewaga $a_i$ względem $a_j$
7	bardzo silna przewaga $a_i$ względem $a_j$
9	ekstremalna przewaga $a_i$ względem $a_j$
2,4,6,8	wartości pośrednie
$\frac{1}{2}, \frac{1}{3}, \frac{1}{4}, \frac{1}{5}, \frac{1}{6}, \frac{1}{7}, \frac{1}{8}, \frac{1}{9}$	oceny dla relacji odwrotnych

Tabela 7.3. Wartości indeksu spójności losowych RI w zależności od stopnia macierzy porównań [50]

Stopień macierzy n	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
RI	0	0	0,58	0,90	1,12	1,24	1,32	1,41	1,45	1,49

Rozwinięcie metody AHP stanowi rozmyta metoda FAHP, bazująca na teorii zbiorów rozmytych [32], w której na potrzeby analizy wielokryterialnej przyporządkowuje się trójkątne liczby dodatnie (10) lingwistycznym określeniom ocen, jak przedstawiono w Tabeli 7.4.

$$\tilde{x}_i = (l_i, m_i, u_i) \quad (10)$$

Podobnie jak w przypadku klasycznej metody AHP, pierwszym krokiem analizy jest opracowanie macierzy porównań parami ocen  $\tilde{A} = [\tilde{a}_{ij}]$ , celem wyznaczenia wag rozpatrywanych  $n$  kryteriów, gdzie trójkątna liczba rozmyta  $\tilde{a}_{ij}$  stanowi ocenę istotności kryterium  $a_i$  względem kryterium  $a_j$  [32].

$$\tilde{A} = \begin{bmatrix} (1,1,1) & \tilde{a}_{12} & \cdots & \tilde{a}_{1n} \\ \tilde{a}_{21} & (1,1,1) & \cdots & \tilde{a}_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \tilde{a}_{n1} & \tilde{a}_{n2} & \cdots & (1,1,1) \end{bmatrix}. \quad (11)$$

Zgodnie z algorytmem prowadzenia metody FAHP [9,32], w kolejnym kroku, dla każdego z rozpatrywanych kryteriów obliczana jest średnia geometryczna rozmytych wartości porównawczych ocen, czego wynikiem jest trójkątna liczba rozmyta  $\tilde{r}_i$  (12):

$$\tilde{r}_i = \left( \prod_{j=1}^n \tilde{a}_{ij} \right)^{\frac{1}{n}}, i = 1, 2, \dots, n \quad (12)$$

Następnie, wyznaczany jest wektor rozmytych wag każdego z kryterium  $\tilde{w}_i$  (13):

$$\begin{aligned} \tilde{w}_i &= \tilde{r}_i \times (\tilde{r}_1 + \tilde{r}_2 + \dots + \tilde{r}_n)^{-1} \\ \tilde{w}_i &= (lw_i, mw_i, uw_i) \end{aligned} \quad (13)$$

gdzie:

$$\begin{aligned} \tilde{w}_i &= (lw_i, mw_i, uw_i) \\ (\tilde{w}_i)^{-1} &= \left( \frac{1}{uw_i}, \frac{1}{mw_i}, \frac{1}{lw_i} \right) \end{aligned}$$

Na potrzeby dalszej analizy konieczna jest defuzyfikacja rozmytego wektora wag  $\tilde{w}_i$  (13) do postaci liczby nierozmytej. W tym celu zastosować można metodę środka obszaru CoA (ang. *Centre of Area*), zgodnie z zależnością (14):

$$M_i = \frac{lw_i + mw_i + uw_i}{3} \quad (14)$$

Ostatnim krokiem w algorytmie FAHP jest normalizacja nierozmytych wag poszczególnych kryteriów decyzyjnych, zgodnie z zależnością (15):

$$N_i = \frac{M_i}{\sum_{i=1}^n M_i} \quad (15)$$

Wyznaczone w ten sposób wagi kryteriów decyzyjnych metodą FAHP stanowią punkt wyjścia do przeprowadzenia analizy wielokryterialnej, której istotą jest porównanie parami dostępnych wariantów rozwiązań wraz z wyznaczeniem ich wag, zgodnie z analogicznym algorytmem jak wyznaczanie wag kryteriów decyzyjnych (11)-(15).

Tabela 7.4. Skala ocen liczb trójkątnych w metodzie FAHP [32]

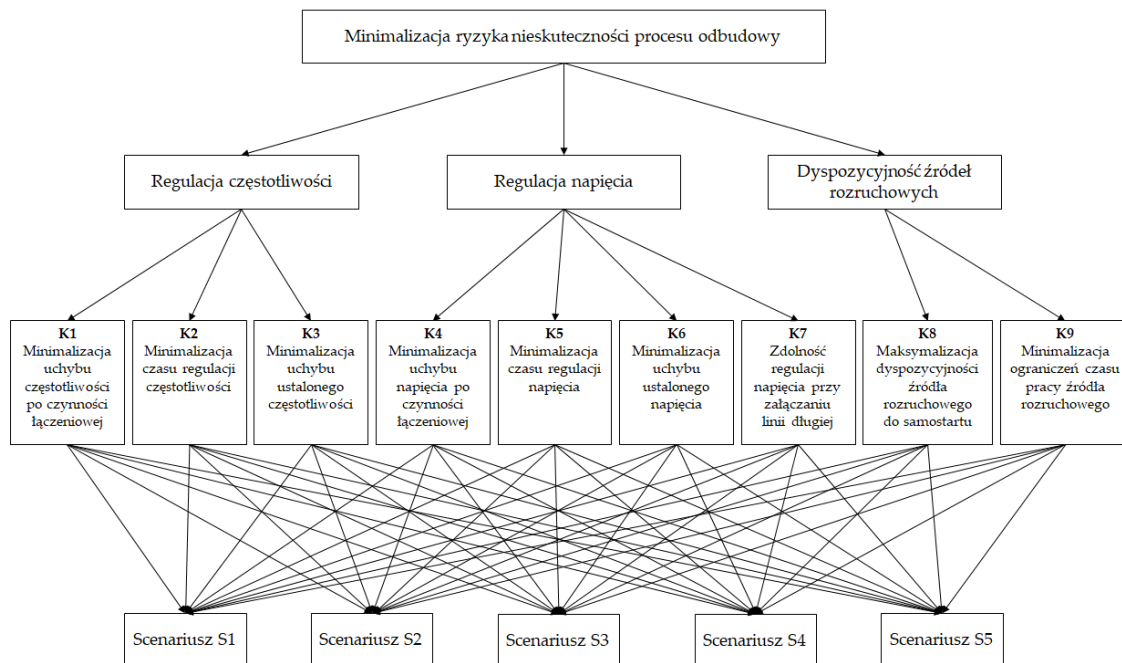
Skala ocen liczb trójkątnych	Objaśnienie	Skala ocen liczb dla relacji odwrotnych	Odpowiednik skali Saaty'ego
(1,1,1)	równoważna istotność	(1,1,1)	1
(2,3,4)	nieznaczna przewaga $a_i$ względem $a_j$	$(\frac{1}{4}, \frac{1}{3}, \frac{1}{2})$	3
(4,5,6)	silna przewaga $a_i$ względem $a_j$	$(\frac{1}{6}, \frac{1}{5}, \frac{1}{4})$	5
(6,7,8)	bardzo silna przewaga $a_i$ względem $a_j$	$(\frac{1}{8}, \frac{1}{7}, \frac{1}{6})$	7
(9,9,9)	ekstremalna przewaga $a_i$ względem $a_j$	$(\frac{1}{9}, \frac{1}{9}, \frac{1}{9})$	9
(1,2,3)	wartości pośrednie	$(\frac{1}{3}, \frac{1}{2}, 1)$	2
(3,4,5)		$(\frac{1}{5}, \frac{1}{4}, \frac{1}{3})$	4
(5,6,7)		$(\frac{1}{7}, \frac{1}{6}, \frac{1}{5})$	6
(7,8,9)		$(\frac{1}{9}, \frac{1}{8}, \frac{1}{7})$	8

W literaturze można znaleźć prace, w których autorzy dokonywali analizy wielokryterialnej z wykorzystaniem metody AHP, jak i FAHP również w zakresie oceny ryzyka dla procesu odbudowy zdolności wytwórczych [29,107,176,177,183]. Prace te obejmowały badania w zakresie identyfikacji stanu systemu elektroenergetycznego na wypadek rozwoju ryzyka awarii w wyniku narastania zagrożeń [29,177], a także optymalizacji sekwencji uruchamiania źródeł startowych dla określonego fragmentu systemu elektroenergetycznego [176,183] i redukcji obciążenia na wypadek awarii [107]. Pomimo bardzo wartościowych analiz we wspomnianym powyżej zakresie, można zwrócić uwagę na brak w literaturze przedmiotu analiz porównawczych, związanych z ryzykiem prowadzenia procesu odbudowy w oparciu

o zróżnicowane typy źródeł rozruchowych. Stąd, w niniejszej rozprawie zaproponowano wielokryterialną analizę metodami AHP i FAHP, celem wyznaczenia scenariusza odbudowy, charakteryzującego się minimalizacją ryzyka nieskuteczności procesu odbudowy zdolności wytwórczych.

W pierwszym etapie zaproponowano analizę metodą AHP, której niewątpliwą zaletą jest możliwość weryfikacji zgodności macierzy porównań parami. W kolejnym kroku dokonano fuzyfikacji zweryfikowanych macierzy porównań parami, prowadząc analizę metodą FAHP. Finalnie, dokonano porównania wyników analizy AHP z wynikami analizy FAHP dla rozpatrywanych scenariuszy odbudowy.

Struktura hierarchiczna problemu zaadaptowana dla rozpatrywanej oceny ryzyka została przedstawiona na Rysunku 7.3, gdzie cel nadrzędny stanowi minimalizacja ryzyka nieskuteczności procesu odbudowy zdolności wytwórczych.



Rys. 7.3. Struktura hierarchiczna problemu i kryteria minimalizacji ryzyka nieskuteczności procesu odbudowy. Opracowanie własne.



W kolejnym etapie algorytmu metody AHP dokonano eksperckiej oceny rozpatrywanych kryteriów względem zakładanego celu nadrzędnego na zasadzie porównania parami. Zgodnie z zaproponowaną strukturą hierarchiczną problemu, wytypowano dziewięć kryteriów decyzyjnych (K1-K9), dla których macierz porównań  $A$  przyjmuje postać (16).

$$A = \begin{matrix} & \begin{matrix} K1 & K2 & K3 & K4 & K5 & K6 & K7 & K8 & K9 \end{matrix} \\ \begin{matrix} K1 \\ K2 \\ K3 \\ K4 \\ K5 \\ K6 \\ K7 \\ K8 \\ K9 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & 7 & 2 & 1 & 7 & 5 & 3 & \frac{1}{6} & 1 \\ \frac{1}{7} & 1 & \frac{1}{4} & \frac{1}{5} & 1 & 3 & \frac{1}{5} & \frac{1}{7} & \frac{1}{5} \\ \frac{1}{2} & 4 & 1 & \frac{1}{3} & 5 & 1 & 1 & \frac{1}{5} & \frac{1}{3} \\ 1 & 5 & 3 & 1 & 7 & 4 & 3 & \frac{1}{6} & 1 \\ \frac{1}{7} & 1 & \frac{1}{5} & \frac{1}{7} & 1 & \frac{1}{3} & \frac{1}{5} & \frac{1}{7} & \frac{1}{5} \\ \frac{1}{5} & \frac{1}{3} & 1 & \frac{1}{4} & 3 & 1 & \frac{1}{5} & \frac{1}{7} & \frac{1}{7} \\ \frac{1}{3} & 5 & 1 & \frac{1}{3} & 5 & 5 & 1 & \frac{1}{5} & \frac{1}{5} \\ 6 & 7 & 5 & 6 & 7 & 7 & 5 & 1 & 5 \\ 1 & 5 & 3 & 1 & 5 & 7 & 5 & \frac{1}{5} & 1 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (16)$$

Przypisanie ocen dla poszczególnych kryteriów decyzyjnych podyktowane było wnioskami płynącymi z badań symulacyjnych, przeprowadzonych w rozdziale 6, a także wniosków płynących z rzeczywistych prób systemowych, zaprezentowanych w rozdziale 4.2.2. Wśród rozpatrywanych kryteriów najwyższą istotność przypisano kryteriom, których niespełnienie warunkowałoby największe ryzyko niepowodzenia procesu odbudowy zdolności wytwórczych, do których zaliczono dyspozycyjność źródła rozruchowego (K8), również ze względu na potencjalne ograniczenie czasu pracy źródła rozruchowego (K9), a także minimalizację uchybu regulacji częstotliwości (K1) oraz napięcia (K4). Niższe oceny istotności kryteriów przyjęto dla czasów regulacji częstotliwości (K2) oraz napięcia (K5), ponieważ pomimo faktu, że stanowią one istotne kryteria decyzyjne, nie stanowią one tak istotnego zagrożenia jak przekroczenie krytycznych parametrów w torze rozruchowym.

Korzystając z zależności (4), otrzymano znormalizowaną macierz porównań  $B$  (17), na podstawie której określono wektor preferencji  $w$  (18), stanowiący reprezentację wag poszczególnych kryteriów.

$$B = \begin{bmatrix} 0,0969 & 0,1981 & 0,1216 & 0,0975 & 0,1707 & 0,1500 & 0,1613 & 0,0706 & 0,1102 \\ 0,0138 & 0,0283 & 0,0152 & 0,0195 & 0,0244 & 0,0900 & 0,0108 & 0,0605 & 0,0220 \\ 0,0485 & 0,1132 & 0,0608 & 0,0325 & 0,1220 & 0,0300 & 0,0538 & 0,0847 & 0,0367 \\ 0,0969 & 0,1415 & 0,1824 & 0,0975 & 0,1707 & 0,1200 & 0,1613 & 0,0706 & 0,1102 \\ 0,0138 & 0,0283 & 0,0122 & 0,0139 & 0,0244 & 0,0100 & 0,0108 & 0,0605 & 0,0220 \\ 0,0194 & 0,0094 & 0,0608 & 0,0244 & 0,0732 & 0,0300 & 0,0108 & 0,0605 & 0,0157 \\ 0,0323 & 0,1415 & 0,0608 & 0,0325 & 0,1220 & 0,1500 & 0,0538 & 0,0847 & 0,0220 \\ 0,5815 & 0,1981 & 0,3040 & 0,5848 & 0,1707 & 0,2100 & 0,2688 & 0,4234 & 0,5509 \\ 0,0969 & 0,1415 & 0,1824 & 0,0975 & 0,1220 & 0,2100 & 0,2688 & 0,0847 & 0,1102 \end{bmatrix} \quad (17)$$

$$w = \begin{matrix} K1 \\ K2 \\ K3 \\ K4 \\ K5 \\ K6 \\ K7 \\ K8 \\ K9 \end{matrix} \begin{bmatrix} 0,1308 \\ 0,0316 \\ 0,0647 \\ 0,1279 \\ 0,0218 \\ 0,0338 \\ 0,0777 \\ 0,3658 \\ 0,1460 \end{bmatrix} \quad (18)$$

W rozpatrywanym przypadku, weryfikacja spójności macierzy porównań analizowana jest dla stopnia macierzy  $n = 9$ , dla którego indeks spójności losowych przyjmuje wartość  $RI = 1,45$ . Na podstawie zależności (6)-(8) otrzymano następujące wyniki:

$$\lambda_{max} = 10,1544$$

$$CI = 0,1443$$

$$CR = 0,0995$$

Na podstawie warunku (9) można stwierdzić, że dobrane oceny kryteriów macierzy porównań (16) warunkują wymaganą spójność macierzy, ponieważ  $CR < 0,1$ .

Wyznaczone w powyższy sposób wagi kryteriów stanowią punkt wyjścia do oceny ryzyka scenariuszy odbudowy dla rozpatrywanych w podrozdziale 6.8 wariantów, tj. uruchamiania odbioru dynamicznego M1 oraz załączania odbioru statycznego OD110. W tym celu, przeprowadzono analogiczny algorytm postępowania, jak przedstawiono w zależnościach (3)-(8), począwszy od skonstruowania macierzy porównań parami scenariuszy odbudowy S1-S5 dla każdego z rozpatrywanych kryteriów. Wynikowo, dla każdego z dziewięciu kryteriów uzyskano wagi istotności poszczególnych scenariuszy odbudowy w postaci wektorów preferencji, dla których

przeprowadzono analizę spójności, zgodnie z warunkiem (9). W rozpatrywanym przypadku, weryfikacja spójności macierzy porównań pięciu scenariuszy analizowana jest dla stopnia macierzy  $n = 5$ , dla którego indeks spójności losowych przyjmuje wartość  $RI = 1,12$ . Na podstawie zebranych wyników można stwierdzić, że dobrane oceny kryteriów macierzy porównań scenariuszy odbudowy warunkują wymaganą spójność macierzy, ponieważ  $CR < 0,1$ . Zestawienie macierzy porównań scenariuszy odbudowy dla poszczególnych kryteriów w zakresie uruchamiania odbioru dynamicznego i statycznego zebrano w Tabeli 7.5. Wynikowe wektory preferencji oraz wskaźniki spójności macierzy porównań scenariuszy odbudowy dla poszczególnych kryteriów zestawiono w Tabeli 7.6.

Tabela 7.5. Zestawienie macierzy porównań scenariuszy odbudowy dla poszczególnych kryteriów w metodzie AHP

Uruchomienie odbioru M1						Załączenie odbioru OD110																																																																													
<b>Kryterium K1 – Minimalizacja uchybu częstotliwości po czynności łączeniowej</b>																																																																																			
$A_{K1M1} =$ <table style="display: inline-table; border: none;"> <tr><td></td><td>S1</td><td>S2</td><td>S3</td><td>S4</td><td>S5</td></tr> <tr><td>S1</td><td>1</td><td><math>\frac{1}{3}</math></td><td><math>\frac{1}{5}</math></td><td>1</td><td><math>\frac{1}{9}</math></td></tr> <tr><td>S2</td><td>3</td><td>1</td><td><math>\frac{1}{3}</math></td><td>1</td><td><math>\frac{1}{8}</math></td></tr> <tr><td>S3</td><td>5</td><td>3</td><td>1</td><td>5</td><td><math>\frac{1}{7}</math></td></tr> <tr><td>S4</td><td>1</td><td>1</td><td><math>\frac{1}{5}</math></td><td>1</td><td><math>\frac{1}{9}</math></td></tr> <tr><td>S5</td><td>9</td><td>8</td><td>7</td><td>9</td><td>1</td></tr> </table>							S1	S2	S3	S4	S5	S1	1	$\frac{1}{3}$	$\frac{1}{5}$	1	$\frac{1}{9}$	S2	3	1	$\frac{1}{3}$	1	$\frac{1}{8}$	S3	5	3	1	5	$\frac{1}{7}$	S4	1	1	$\frac{1}{5}$	1	$\frac{1}{9}$	S5	9	8	7	9	1	$A_{K1OD110} =$ <table style="display: inline-table; border: none;"> <tr><td></td><td>S1</td><td>S2</td><td>S3</td><td>S4</td><td>S5</td></tr> <tr><td>S1</td><td>1</td><td><math>\frac{1}{2}</math></td><td><math>\frac{1}{7}</math></td><td><math>\frac{1}{5}</math></td><td><math>\frac{1}{9}</math></td></tr> <tr><td>S2</td><td>2</td><td>1</td><td><math>\frac{1}{7}</math></td><td><math>\frac{1}{5}</math></td><td><math>\frac{1}{9}</math></td></tr> <tr><td>S3</td><td>7</td><td>7</td><td>1</td><td>5</td><td><math>\frac{1}{3}</math></td></tr> <tr><td>S4</td><td>5</td><td>5</td><td><math>\frac{1}{5}</math></td><td>1</td><td><math>\frac{1}{5}</math></td></tr> <tr><td>S5</td><td>9</td><td>9</td><td>3</td><td>5</td><td>1</td></tr> </table>							S1	S2	S3	S4	S5	S1	1	$\frac{1}{2}$	$\frac{1}{7}$	$\frac{1}{5}$	$\frac{1}{9}$	S2	2	1	$\frac{1}{7}$	$\frac{1}{5}$	$\frac{1}{9}$	S3	7	7	1	5	$\frac{1}{3}$	S4	5	5	$\frac{1}{5}$	1	$\frac{1}{5}$	S5	9	9	3	5	1
	S1	S2	S3	S4	S5																																																																														
S1	1	$\frac{1}{3}$	$\frac{1}{5}$	1	$\frac{1}{9}$																																																																														
S2	3	1	$\frac{1}{3}$	1	$\frac{1}{8}$																																																																														
S3	5	3	1	5	$\frac{1}{7}$																																																																														
S4	1	1	$\frac{1}{5}$	1	$\frac{1}{9}$																																																																														
S5	9	8	7	9	1																																																																														
	S1	S2	S3	S4	S5																																																																														
S1	1	$\frac{1}{2}$	$\frac{1}{7}$	$\frac{1}{5}$	$\frac{1}{9}$																																																																														
S2	2	1	$\frac{1}{7}$	$\frac{1}{5}$	$\frac{1}{9}$																																																																														
S3	7	7	1	5	$\frac{1}{3}$																																																																														
S4	5	5	$\frac{1}{5}$	1	$\frac{1}{5}$																																																																														
S5	9	9	3	5	1																																																																														
<b>Kryterium K2 – Minimalizacja czasu regulacji częstotliwości</b>																																																																																			
$A_{K2M1} =$ <table style="display: inline-table; border: none;"> <tr><td></td><td>S1</td><td>S2</td><td>S3</td><td>S4</td><td>S5</td></tr> <tr><td>S1</td><td>1</td><td><math>\frac{1}{6}</math></td><td><math>\frac{1}{9}</math></td><td><math>\frac{1}{9}</math></td><td><math>\frac{1}{9}</math></td></tr> <tr><td>S2</td><td>6</td><td>1</td><td><math>\frac{1}{7}</math></td><td><math>\frac{1}{7}</math></td><td><math>\frac{1}{7}</math></td></tr> <tr><td>S3</td><td>9</td><td>7</td><td>1</td><td>2</td><td>1</td></tr> <tr><td>S4</td><td>9</td><td>7</td><td><math>\frac{1}{2}</math></td><td>1</td><td><math>\frac{1}{2}</math></td></tr> <tr><td>S5</td><td>9</td><td>7</td><td>1</td><td>2</td><td>1</td></tr> </table>							S1	S2	S3	S4	S5	S1	1	$\frac{1}{6}$	$\frac{1}{9}$	$\frac{1}{9}$	$\frac{1}{9}$	S2	6	1	$\frac{1}{7}$	$\frac{1}{7}$	$\frac{1}{7}$	S3	9	7	1	2	1	S4	9	7	$\frac{1}{2}$	1	$\frac{1}{2}$	S5	9	7	1	2	1	$A_{K2OD110} =$ <table style="display: inline-table; border: none;"> <tr><td></td><td>S1</td><td>S2</td><td>S3</td><td>S4</td><td>S5</td></tr> <tr><td>S1</td><td>1</td><td><math>\frac{1}{4}</math></td><td><math>\frac{1}{7}</math></td><td><math>\frac{1}{6}</math></td><td><math>\frac{1}{9}</math></td></tr> <tr><td>S2</td><td>4</td><td>1</td><td><math>\frac{1}{5}</math></td><td><math>\frac{1}{3}</math></td><td><math>\frac{1}{9}</math></td></tr> <tr><td>S3</td><td>7</td><td>5</td><td>1</td><td>3</td><td><math>\frac{1}{4}</math></td></tr> <tr><td>S4</td><td>6</td><td>3</td><td><math>\frac{1}{3}</math></td><td>1</td><td><math>\frac{1}{7}</math></td></tr> <tr><td>S5</td><td>9</td><td>9</td><td>4</td><td>7</td><td>1</td></tr> </table>							S1	S2	S3	S4	S5	S1	1	$\frac{1}{4}$	$\frac{1}{7}$	$\frac{1}{6}$	$\frac{1}{9}$	S2	4	1	$\frac{1}{5}$	$\frac{1}{3}$	$\frac{1}{9}$	S3	7	5	1	3	$\frac{1}{4}$	S4	6	3	$\frac{1}{3}$	1	$\frac{1}{7}$	S5	9	9	4	7	1
	S1	S2	S3	S4	S5																																																																														
S1	1	$\frac{1}{6}$	$\frac{1}{9}$	$\frac{1}{9}$	$\frac{1}{9}$																																																																														
S2	6	1	$\frac{1}{7}$	$\frac{1}{7}$	$\frac{1}{7}$																																																																														
S3	9	7	1	2	1																																																																														
S4	9	7	$\frac{1}{2}$	1	$\frac{1}{2}$																																																																														
S5	9	7	1	2	1																																																																														
	S1	S2	S3	S4	S5																																																																														
S1	1	$\frac{1}{4}$	$\frac{1}{7}$	$\frac{1}{6}$	$\frac{1}{9}$																																																																														
S2	4	1	$\frac{1}{5}$	$\frac{1}{3}$	$\frac{1}{9}$																																																																														
S3	7	5	1	3	$\frac{1}{4}$																																																																														
S4	6	3	$\frac{1}{3}$	1	$\frac{1}{7}$																																																																														
S5	9	9	4	7	1																																																																														

Uruchomienie odbioru M1						Załączenie odbioru OD110					
<b>Kryterium K3 – Minimalizacja uchybu ustalonego częstotliwości</b>											
$A_{K3M1} = \begin{matrix} & S1 & S2 & S3 & S4 & S5 \\ S1 & \begin{bmatrix} 1 & 3 & \frac{1}{3} & \frac{1}{3} & \frac{1}{3} \end{bmatrix} \\ S2 & \begin{bmatrix} \frac{1}{3} & 1 & \frac{1}{3} & \frac{1}{3} & \frac{1}{3} \end{bmatrix} \\ S3 & \begin{bmatrix} 3 & 3 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \\ S4 & \begin{bmatrix} 3 & 3 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \\ S5 & \begin{bmatrix} 3 & 3 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \end{matrix}$						$A_{K3OD110} = \begin{matrix} & S1 & S2 & S3 & S4 & S5 \\ S1 & \begin{bmatrix} 1 & 1 & \frac{1}{3} & \frac{1}{3} & \frac{1}{3} \end{bmatrix} \\ S2 & \begin{bmatrix} 1 & 1 & \frac{1}{3} & \frac{1}{3} & \frac{1}{3} \end{bmatrix} \\ S3 & \begin{bmatrix} 3 & 3 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \\ S4 & \begin{bmatrix} 3 & 3 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \\ S5 & \begin{bmatrix} 3 & 3 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \end{matrix}$					
<b>Kryterium K4 - Minimalizacja uchybu napięcia po czynności łączeniowej</b>											
$A_{K4M1} = \begin{matrix} & S1 & S2 & S3 & S4 & S5 \\ S1 & \begin{bmatrix} 1 & 2 & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{7} \end{bmatrix} \\ S2 & \begin{bmatrix} \frac{1}{2} & 1 & \frac{1}{3} & \frac{1}{2} & \frac{1}{7} \end{bmatrix} \\ S3 & \begin{bmatrix} 2 & 3 & 1 & 2 & \frac{1}{5} \end{bmatrix} \\ S4 & \begin{bmatrix} 2 & 2 & \frac{1}{2} & 1 & \frac{1}{7} \end{bmatrix} \\ S5 & \begin{bmatrix} 7 & 7 & 5 & 7 & 1 \end{bmatrix} \end{matrix}$						$A_{K4OD110} = \begin{matrix} & S1 & S2 & S3 & S4 & S5 \\ S1 & \begin{bmatrix} 1 & \frac{1}{3} & \frac{1}{4} & \frac{1}{5} & \frac{1}{9} \end{bmatrix} \\ S2 & \begin{bmatrix} 3 & 1 & \frac{1}{3} & \frac{1}{5} & \frac{1}{9} \end{bmatrix} \\ S3 & \begin{bmatrix} 4 & 3 & 1 & \frac{1}{3} & \frac{1}{7} \end{bmatrix} \\ S4 & \begin{bmatrix} 5 & 5 & 3 & 1 & \frac{1}{6} \end{bmatrix} \\ S5 & \begin{bmatrix} 9 & 9 & 7 & 6 & 1 \end{bmatrix} \end{matrix}$					
<b>Kryterium K5 – Minimalizacja czasu regulacji napięcia</b>											
$A_{K5M1} = \begin{matrix} & S1 & S2 & S3 & S4 & S5 \\ S1 & \begin{bmatrix} 1 & \frac{1}{4} & \frac{1}{9} & \frac{1}{7} & \frac{1}{9} \end{bmatrix} \\ S2 & \begin{bmatrix} 4 & 1 & \frac{1}{7} & \frac{1}{5} & \frac{1}{9} \end{bmatrix} \\ S3 & \begin{bmatrix} 9 & 7 & 1 & 3 & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \\ S4 & \begin{bmatrix} 7 & 5 & \frac{1}{3} & 1 & \frac{1}{3} \end{bmatrix} \\ S5 & \begin{bmatrix} 9 & 9 & 2 & 3 & 1 \end{bmatrix} \end{matrix}$						$A_{K5OD110} = \begin{matrix} & S1 & S2 & S3 & S4 & S5 \\ S1 & \begin{bmatrix} 1 & \frac{1}{2} & \frac{1}{7} & \frac{1}{5} & \frac{1}{8} \end{bmatrix} \\ S2 & \begin{bmatrix} 2 & 1 & \frac{1}{6} & \frac{1}{4} & \frac{1}{7} \end{bmatrix} \\ S3 & \begin{bmatrix} 7 & 6 & 1 & 5 & \frac{1}{3} \end{bmatrix} \\ S4 & \begin{bmatrix} 5 & 4 & \frac{1}{5} & 1 & \frac{1}{5} \end{bmatrix} \\ S5 & \begin{bmatrix} 8 & 7 & 3 & 5 & 1 \end{bmatrix} \end{matrix}$					
<b>Kryterium K6 – Minimalizacja uchybu ustalonego napięcia</b>											
$A_{K6M1} = \begin{matrix} & S1 & S2 & S3 & S4 & S5 \\ S1 & \begin{bmatrix} 1 & 1 & 2 & \frac{1}{2} & \frac{1}{4} \end{bmatrix} \\ S2 & \begin{bmatrix} 1 & 1 & 2 & \frac{1}{2} & \frac{1}{4} \end{bmatrix} \\ S3 & \begin{bmatrix} \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & 1 & \frac{1}{4} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \\ S4 & \begin{bmatrix} 2 & 2 & 4 & 1 & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \\ S5 & \begin{bmatrix} 4 & 4 & 2 & 2 & 1 \end{bmatrix} \end{matrix}$						$A_{K6OD110} = \begin{matrix} & S1 & S2 & S3 & S4 & S5 \\ S1 & \begin{bmatrix} 1 & 1 & 3 & \frac{1}{9} & \frac{1}{7} \end{bmatrix} \\ S2 & \begin{bmatrix} 1 & 1 & 3 & \frac{1}{9} & \frac{1}{7} \end{bmatrix} \\ S3 & \begin{bmatrix} \frac{1}{3} & \frac{1}{3} & 1 & \frac{1}{7} & \frac{1}{6} \end{bmatrix} \\ S4 & \begin{bmatrix} 9 & 9 & 7 & 1 & 3 \end{bmatrix} \\ S5 & \begin{bmatrix} 7 & 7 & 6 & \frac{1}{3} & 1 \end{bmatrix} \end{matrix}$					

Uruchomienie odbioru M1	Załączenie odbioru OD110																																				
<b>Kryterium K7 – Zdolność regulacji napięcia przy załączaniu linii długiej</b>																																					
$A_{K7M1} = A_{K7OD110} =$ <table style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <tr> <td></td> <td>S1</td> <td>S2</td> <td>S3</td> <td>S4</td> <td>S5</td> </tr> <tr> <td>S1</td> <td>1</td> <td>1</td> <td>6</td> <td><math>\frac{1}{5}</math></td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>S2</td> <td>1</td> <td>1</td> <td>6</td> <td><math>\frac{1}{5}</math></td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>S3</td> <td><math>\frac{1}{6}</math></td> <td><math>\frac{1}{6}</math></td> <td>1</td> <td><math>\frac{1}{9}</math></td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>S4</td> <td>5</td> <td>5</td> <td>9</td> <td>1</td> <td>9</td> </tr> <tr> <td>S5</td> <td><math>\frac{1}{2}</math></td> <td><math>\frac{1}{2}</math></td> <td><math>\frac{1}{2}</math></td> <td><math>\frac{1}{9}</math></td> <td>1</td> </tr> </table>			S1	S2	S3	S4	S5	S1	1	1	6	$\frac{1}{5}$	2	S2	1	1	6	$\frac{1}{5}$	2	S3	$\frac{1}{6}$	$\frac{1}{6}$	1	$\frac{1}{9}$	2	S4	5	5	9	1	9	S5	$\frac{1}{2}$	$\frac{1}{2}$	$\frac{1}{2}$	$\frac{1}{9}$	1
	S1	S2	S3	S4	S5																																
S1	1	1	6	$\frac{1}{5}$	2																																
S2	1	1	6	$\frac{1}{5}$	2																																
S3	$\frac{1}{6}$	$\frac{1}{6}$	1	$\frac{1}{9}$	2																																
S4	5	5	9	1	9																																
S5	$\frac{1}{2}$	$\frac{1}{2}$	$\frac{1}{2}$	$\frac{1}{9}$	1																																
<b>Kryterium K8 – Maksymalizacja dyspozycyjności źródła rozruchowego do samostartu</b>																																					
$A_{K8M1} = A_{K8OD110} =$ <table style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <tr> <td></td> <td>S1</td> <td>S2</td> <td>S3</td> <td>S4</td> <td>S5</td> </tr> <tr> <td>S1</td> <td>1</td> <td>1</td> <td>5</td> <td>3</td> <td>3</td> </tr> <tr> <td>S2</td> <td>1</td> <td>1</td> <td>5</td> <td>3</td> <td>3</td> </tr> <tr> <td>S3</td> <td><math>\frac{1}{5}</math></td> <td><math>\frac{1}{5}</math></td> <td>1</td> <td><math>\frac{1}{3}</math></td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>S4</td> <td><math>\frac{1}{3}</math></td> <td><math>\frac{1}{3}</math></td> <td>3</td> <td>1</td> <td>3</td> </tr> <tr> <td>S5</td> <td><math>\frac{1}{3}</math></td> <td><math>\frac{1}{3}</math></td> <td>1</td> <td><math>\frac{1}{3}</math></td> <td>1</td> </tr> </table>			S1	S2	S3	S4	S5	S1	1	1	5	3	3	S2	1	1	5	3	3	S3	$\frac{1}{5}$	$\frac{1}{5}$	1	$\frac{1}{3}$	1	S4	$\frac{1}{3}$	$\frac{1}{3}$	3	1	3	S5	$\frac{1}{3}$	$\frac{1}{3}$	1	$\frac{1}{3}$	1
	S1	S2	S3	S4	S5																																
S1	1	1	5	3	3																																
S2	1	1	5	3	3																																
S3	$\frac{1}{5}$	$\frac{1}{5}$	1	$\frac{1}{3}$	1																																
S4	$\frac{1}{3}$	$\frac{1}{3}$	3	1	3																																
S5	$\frac{1}{3}$	$\frac{1}{3}$	1	$\frac{1}{3}$	1																																
<b>Kryterium K9 – Minimalizacja ograniczeń czasu pracy źródła rozruchowego</b>																																					
$A_{K9M1} = A_{K9OD110} =$ <table style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <tr> <td></td> <td>S1</td> <td>S2</td> <td>S3</td> <td>S4</td> <td>S5</td> </tr> <tr> <td>S1</td> <td>1</td> <td>1</td> <td>5</td> <td>3</td> <td><math>\frac{1}{3}</math></td> </tr> <tr> <td>S2</td> <td>1</td> <td>1</td> <td>5</td> <td>3</td> <td><math>\frac{1}{3}</math></td> </tr> <tr> <td>S3</td> <td><math>\frac{1}{5}</math></td> <td><math>\frac{1}{5}</math></td> <td>1</td> <td><math>\frac{1}{5}</math></td> <td><math>\frac{1}{9}</math></td> </tr> <tr> <td>S4</td> <td><math>\frac{1}{3}</math></td> <td><math>\frac{1}{3}</math></td> <td>5</td> <td>1</td> <td><math>\frac{1}{7}</math></td> </tr> <tr> <td>S5</td> <td>3</td> <td>3</td> <td>9</td> <td>7</td> <td>1</td> </tr> </table>			S1	S2	S3	S4	S5	S1	1	1	5	3	$\frac{1}{3}$	S2	1	1	5	3	$\frac{1}{3}$	S3	$\frac{1}{5}$	$\frac{1}{5}$	1	$\frac{1}{5}$	$\frac{1}{9}$	S4	$\frac{1}{3}$	$\frac{1}{3}$	5	1	$\frac{1}{7}$	S5	3	3	9	7	1
	S1	S2	S3	S4	S5																																
S1	1	1	5	3	$\frac{1}{3}$																																
S2	1	1	5	3	$\frac{1}{3}$																																
S3	$\frac{1}{5}$	$\frac{1}{5}$	1	$\frac{1}{5}$	$\frac{1}{9}$																																
S4	$\frac{1}{3}$	$\frac{1}{3}$	5	1	$\frac{1}{7}$																																
S5	3	3	9	7	1																																

Tabela 7.6. Wektory preferencji oraz wskaźniki spójności macierzy porównań scenariuszy odbudowy dla poszczególnych kryteriów w metodzie AHP

Kryterium	Uruchomienie odbioru M1		Załączenie odbioru OD110	
	Wektor preferencji $w_K$	Wskaźnik spójności $CR$	Wektor preferencji $w_K$	Wskaźnik spójności $CR$
<b>K1</b>	$w_{K1M1} = \begin{matrix} S1 & [0,0468] \\ S2 & [0,0828] \\ S3 & [0,1985] \\ S4 & [0,0568] \\ S5 & [0,6152] \end{matrix}$	$CR = 0,0697$	$w_{K1OD110} = \begin{matrix} S1 & [0,0353] \\ S2 & [0,0481] \\ S3 & [0,2908] \\ S4 & [0,1354] \\ S5 & [0,4904] \end{matrix}$	$CR = 0,0901$
<b>K2</b>	$w_{K2M1} = \begin{matrix} S1 & [0,0278] \\ S2 & [0,0705] \\ S3 & [0,3375] \\ S4 & [0,2268] \\ S5 & [0,3375] \end{matrix}$	$CR = 0,0929$	$w_{K2OD110} = \begin{matrix} S1 & [0,0318] \\ S2 & [0,0672] \\ S3 & [0,2250] \\ S4 & [0,1241] \\ S5 & [0,5518] \end{matrix}$	$CR = 0,0974$
<b>K3</b>	$w_{K3M1} = \begin{matrix} S1 & [0,1201] \\ S2 & [0,0764] \\ S3 & [0,2679] \\ S4 & [0,2679] \\ S5 & [0,2679] \end{matrix}$	$CR = 0,0344$	$w_{K3OD110} = \begin{matrix} S1 & [0,0909] \\ S2 & [0,0909] \\ S3 & [0,2727] \\ S4 & [0,2727] \\ S5 & [0,2727] \end{matrix}$	$CR = 0,0000$
<b>K4</b>	$w_{K4M1} = \begin{matrix} S1 & [0,0829] \\ S2 & [0,0571] \\ S3 & [0,1602] \\ S4 & [0,1080] \\ S5 & [0,5918] \end{matrix}$	$CR = 0,0312$	$w_{K4OD110} = \begin{matrix} S1 & [0,0367] \\ S2 & [0,0636] \\ S3 & [0,1136] \\ S4 & [0,1994] \\ S5 & [0,5866] \end{matrix}$	$CR = 0,0954$
<b>K5</b>	$w_{K5M1} = \begin{matrix} S1 & [0,0298] \\ S2 & [0,0599] \\ S3 & [0,3090] \\ S4 & [0,1699] \\ S5 & [0,4314] \end{matrix}$	$CR = 0,0747$	$w_{K5OD110} = \begin{matrix} S1 & [0,0378] \\ S2 & [0,0558] \\ S3 & [0,2944] \\ S4 & [0,1353] \\ S5 & [0,4767] \end{matrix}$	$CR = 0,0888$
<b>K6</b>	$w_{K6M1} = \begin{matrix} S1 & [0,1270] \\ S2 & [0,1270] \\ S3 & [0,0939] \\ S4 & [0,2539] \\ S5 & [0,3987] \end{matrix}$	$CR = 0,0550$	$w_{K6OD110} = \begin{matrix} S1 & [0,0713] \\ S2 & [0,0713] \\ S3 & [0,0416] \\ S4 & [0,5189] \\ S5 & [0,2969] \end{matrix}$	$CR = 0,0874$
<b>K7</b>	$w_{K7M1} = \begin{matrix} S1 & [0,1552] \\ S2 & [0,1552] \\ S3 & [0,0563] \\ S4 & [0,5767] \\ S5 & [0,0567] \end{matrix}$	$CR = 0,0978$	$w_{K7OD110} = \begin{matrix} S1 & [0,1552] \\ S2 & [0,1552] \\ S3 & [0,0563] \\ S4 & [0,5767] \\ S5 & [0,0567] \end{matrix}$	$CR = 0,0978$
<b>K8</b>	$w_{K8M1} = \begin{matrix} S1 & [0,3390] \\ S2 & [0,3390] \\ S3 & [0,0681] \\ S4 & [0,1671] \\ S5 & [0,0867] \end{matrix}$	$CR = 0,0335$	$w_{K8OD110} = \begin{matrix} S1 & [0,3390] \\ S2 & [0,3390] \\ S3 & [0,0681] \\ S4 & [0,1671] \\ S5 & [0,0867] \end{matrix}$	$CR = 0,0335$
<b>K9</b>	$w_{K9M1} = \begin{matrix} S1 & [0,1893] \\ S2 & [0,1893] \\ S3 & [0,0368] \\ S4 & [0,0931] \\ S5 & [0,4916] \end{matrix}$	$CR = 0,0478$	$w_{K9OD110} = \begin{matrix} S1 & [0,1893] \\ S2 & [0,1893] \\ S3 & [0,0368] \\ S4 & [0,0931] \\ S5 & [0,4916] \end{matrix}$	$CR = 0,0478$

Przypisanie ocen poszczególnym scenariuszom odbudowy w zakresie kryteriów K1-K7 stanowiło wynik analizy porównawczej scenariuszy S1-S5, przedstawionej w podrozdziale 6.8. Na podstawie zestawionych wyników dotyczących zmian parametrów w zakresie regulacji częstotliwości oraz napięcia podczas uruchamiania odbioru dynamicznego M1 i załączania odbioru statycznego OD110 (Tabela 6.15), opracowanie macierzy porównań parami scenariuszy wynikało z przypisania proporcjonalnych zależności pomiędzy scenariuszami odbudowy w poszczególnych kryteriach decyzyjnych. W zakresie kryterium K3 przeanalizowano zdolność odbudowy częstotliwości w układzie wydzielonym dla poszczególnych scenariuszy. Pod tym względem najkorzystniejszymi warunkami wykazały się scenariusze S3-S5 ze względu na powrót częstotliwości do wartości znamionowej, stąd przypisano im najwyższą przewagę w stosunku do scenariuszy S1-S2.

W przypadku kryterium K7 przeanalizowano zmianę warunków napięciowych w układzie wydzielonym przy zmiennej odległości pomiędzy źródłem rozruchowym a źródłem uruchamianym, a także dostępne środki zaradcze na wypadek wystąpienia wysokiej wartości napięcia na końcu linii długiej. W zakresie kryteriów K7-K9 przyjęto analogiczne macierze porównań scenariuszy dla wariantu uruchamiania odbioru dynamicznego M1 i załączania odbioru statycznego OD110, w przypadku których założono analogiczną dyspozycyjność źródeł rozruchowych w postaci elektrowni wodnej (S1) oraz elektrowni gazowej (S2).

Oceny scenariuszy w zakresie kryterium K8, tj. dyspozycyjności źródła rozruchowego do samostartu, wynikają z ograniczeń obserwowanych dla scenariuszy S3-S5. W przypadku scenariuszy S3 oraz S4 ograniczenie dyspozycyjności źródła dotyczy przede wszystkim zaangażowania magazynu energii do pełnienia roli źródła rozruchowego. W przypadku niskiego poziomu naładowania magazynu, możliwości rozpatrywania tego typu źródeł do samostartu ograniczone są do minimum, szczególnie jeżeli nakłada się na to bieżące ograniczenie generacji ze źródeł wiatrowych. Wyższa ocena dyspozycyjności została dobrana dla scenariusza S4 z powodu dłuższego czasu wykorzystania mocy zainstalowanej w ciągu roku dla morskiej farmy wiatrowej, w porównaniu z lądową farmą wiatrową [122]. Z punktu widzenia dyspozycyjności sąsiedniego systemu elektroenergetycznego do pełnienia roli źródła rozruchowego, również można wyróżnić szereg ograniczeń i brak pewności w zakresie prowadzenia procesu odbudowy według strategii odgórnej. Jak wskazują historyczne dane dotyczące awarii systemowych, skutki awarii katastrofalnych mogą obejmować również sąsiednie

systemy elektroenergetyczne, co wiąże się z brakiem możliwości zastosowania strategii odbudowy według scenariusza S5. Dodatkowo, strategia ta wymaga skoordynowanych działań operatorskich przynajmniej dwóch OSP.

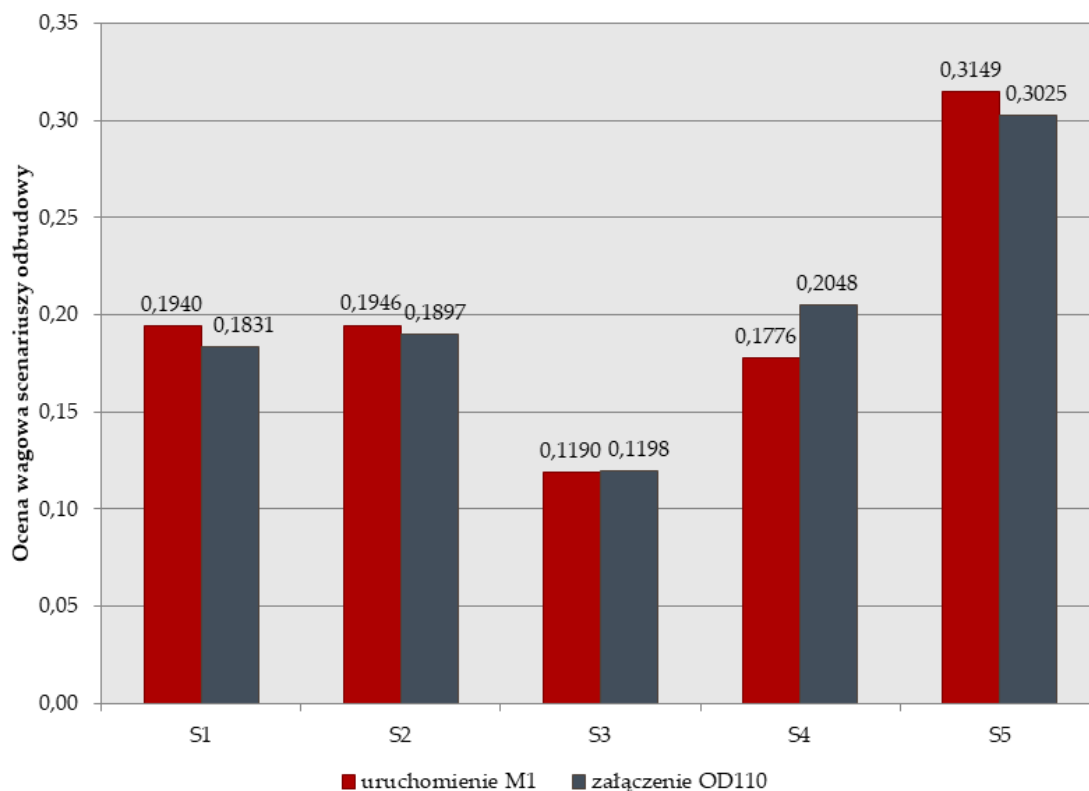
Oceny scenariuszy odbudowy ze względu na kryterium K9, tj. maksymalny czas pracy źródła rozruchowego, podyktowane są analogicznymi warunkami dla scenariuszy S3-S4 jak wskazano w kryterium K8. W przypadku ograniczenia generacji mocy źródeł OZE lub w sytuacji kiedy moc zapotrzebowana w układzie wyspowym przekracza możliwości generacji, maksymalny czas pracy źródła rozruchowego limitowany jest tempem rozładowania magazynu energii, co stanowi spore ograniczenie stosowania tego typu źródeł rozruchowych. Stąd, dla scenariusza S3 przypisano najniższą ocenę w ramach kryterium K9. Z kolei w ocenie scenariusza S5, pod warunkiem dyspozycyjności sąsiedniego systemu elektroenergetycznego, przypisano najwyższy poziom przewagi względem innych kryteriów, ze względu na brak ograniczeń maksymalnego czasu pracy.

Finalna ocena w zakresie minimalizacji ryzyka niepowodzenia procesu odbudowy zdolności wytwórczych dla poszczególnych scenariuszy odbudowy polegała na przypisaniu wektorowi preferencji scenariuszy  $\mathbf{w}_K$  wag rozpatrywanych kryteriów decyzyjnych wektora preferencji kryteriów  $\mathbf{w}$  (18), zgodnie z zależnością (19):

$$w_{S_{1-5}} = \sum_{i=1}^n w_{K_i} * w_i \quad (19)$$

W ten sposób, dla każdego scenariusza odbudowy określona została ocena wagowa  $w_{S_{1-5}}$  w zakresie uruchamiania odbioru M1 oraz załączania odbioru OD110, jak przedstawiono na Rysunku 7.4.





Rys. 7.4. Ocena wagowa scenariuszy odbudowy w zakresie uruchamiania odbioru M1 oraz załączenia odbioru OD110 w metodzie AHP.

Opracowane macierze porównań parami w metodzie AHP, dla których przeprowadzono weryfikację spójności, stanowią punkt wyjścia do prowadzenia analizy metodą FAHP. Oceny porównań parami kryteriów decyzyjnych (zależność (10)) oraz scenariuszy odbudowy (Tabela 7.5) zaproponowane w metodzie AHP poddano procesowi fuzyfikacji, zgodnie ze skalą liczb trójkątnych, przedstawioną w Tabeli 7.4.

W zakresie wyznaczania wag kryteriów decyzyjnych, na podstawie zależności (11), macierz porównań parami ocen  $\tilde{A}$  przyjmuje postać (20). Kontynuując algorytm obliczeniowy (12)-(15), w kolejnym kroku wyznaczono średnią geometryczną ocen poszczególnych kryteriów, w wyniku czego otrzymano wektor trójkątnych liczb rozmytych  $\tilde{r}_i$  (21).

$$\tilde{A} = \begin{matrix} & \begin{matrix} K1 & K2 & K3 & K4 & K5 & K6 & K7 & K8 & K9 \end{matrix} \\ \begin{matrix} K1 \\ K2 \\ K3 \\ K4 \\ K5 \\ K6 \\ K7 \\ K8 \\ K9 \end{matrix} & \begin{bmatrix} (1,1,1) & (6,7,8) & (1,2,3) & (1,1,1) & (6,7,8) & (4,5,6) & (2,3,4) & \left(\frac{1}{7}, \frac{1}{6}, \frac{1}{5}\right) & (1,1,1) \\ \left(\frac{1}{8}, \frac{1}{7}, \frac{1}{6}\right) & (1,1,1) & \left(\frac{1}{5}, \frac{1}{4}, \frac{1}{3}\right) & \left(\frac{1}{6}, \frac{1}{5}, \frac{1}{4}\right) & (1,1,1) & (2,3,4) & \left(\frac{1}{6}, \frac{1}{5}, \frac{1}{4}\right) & \left(\frac{1}{8}, \frac{1}{7}, \frac{1}{6}\right) & \left(\frac{1}{6}, \frac{1}{5}, \frac{1}{4}\right) \\ \left(\frac{1}{3}, \frac{1}{2}, 1\right) & (3,4,5) & (1,1,1) & \left(\frac{1}{4}, \frac{1}{3}, \frac{1}{2}\right) & (4,5,6) & (1,1,1) & (1,1,1) & \left(\frac{1}{6}, \frac{1}{5}, \frac{1}{4}\right) & \left(\frac{1}{4}, \frac{1}{3}, \frac{1}{2}\right) \\ (1,1,1) & (4,5,6) & (2,3,4) & (1,1,1) & (6,7,8) & (3,4,5) & (2,3,4) & \left(\frac{1}{7}, \frac{1}{6}, \frac{1}{5}\right) & (1,1,1) \\ \left(\frac{1}{8}, \frac{1}{7}, \frac{1}{6}\right) & (1,1,1) & \left(\frac{1}{6}, \frac{1}{5}, \frac{1}{4}\right) & \left(\frac{1}{8}, \frac{1}{7}, \frac{1}{6}\right) & (1,1,1) & \left(\frac{1}{4}, \frac{1}{3}, \frac{1}{2}\right) & \left(\frac{1}{6}, \frac{1}{5}, \frac{1}{4}\right) & \left(\frac{1}{8}, \frac{1}{7}, \frac{1}{6}\right) & \left(\frac{1}{6}, \frac{1}{5}, \frac{1}{4}\right) \\ \left(\frac{1}{6}, \frac{1}{5}, \frac{1}{4}\right) & \left(\frac{1}{4}, \frac{1}{3}, \frac{1}{2}\right) & (1,1,1) & \left(\frac{1}{5}, \frac{1}{4}, \frac{1}{3}\right) & (2,3,4) & (1,1,1) & \left(\frac{1}{6}, \frac{1}{5}, \frac{1}{4}\right) & \left(\frac{1}{8}, \frac{1}{7}, \frac{1}{6}\right) & \left(\frac{1}{8}, \frac{1}{7}, \frac{1}{6}\right) \\ \left(\frac{1}{4}, \frac{1}{3}, \frac{1}{2}\right) & (4,5,6) & (1,1,1) & \left(\frac{1}{4}, \frac{1}{3}, \frac{1}{2}\right) & (4,5,6) & (4,5,6) & (1,1,1) & \left(\frac{1}{6}, \frac{1}{5}, \frac{1}{4}\right) & \left(\frac{1}{6}, \frac{1}{5}, \frac{1}{4}\right) \\ (5,6,7) & (6,7,8) & (4,5,6) & (5,6,7) & (6,7,8) & (6,7,8) & (4,5,6) & (1,1,1) & (4,5,6) \\ (1,1,1) & (4,5,6) & (2,3,4) & (1,1,1) & (4,5,6) & (6,7,8) & (4,5,6) & \left(\frac{1}{6}, \frac{1}{5}, \frac{1}{4}\right) & (1,1,1) \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (20)$$

$$\tilde{r}_i = [0,0643; 0,0750; 0,0878] \quad (21)$$

Następnie, na podstawie zależności (13) wyznaczono wektor rozmytych wag każdego z kryterium  $\tilde{w}_i$  (22):

$$\tilde{w}_i = \begin{bmatrix} (0,0971; 0,1381; 0,1875) \\ (0,0201; 0,0276; 0,0384) \\ (0,0451; 0,0634; 0,0942) \\ (0,0971; 0,1358; 0,1838) \\ (0,0152; 0,0203; 0,0282) \\ (0,0313; 0,0292; 0,0414) \\ (0,0503; 0,0702; 0,1005) \\ (0,2650; 0,3651; 0,4919) \\ (0,1102; 0,1503; 0,2011) \end{bmatrix} \quad (22)$$

Defuzyfikacji rozmytego wektora wag  $\tilde{w}_i$  (22) do postaci liczby nierozmytej dokonano przy pomocy metody CoA, zgodnie z zależnością (14), otrzymując (23):

$$M_i = \begin{bmatrix} 0,1409 \\ 0,0287 \\ 0,0676 \\ 0,1389 \\ 0,0212 \\ 0,0340 \\ 0,0737 \\ 0,3740 \\ 0,1539 \end{bmatrix} \quad (23)$$

Ostatecznie, przeprowadzono normalizację nierozmytych wag poszczególnych kryteriów decyzyjnych zgodnie z zależnością (15), otrzymując (24):

$$N_i = \begin{bmatrix} 0,1364 \\ 0,0278 \\ 0,0654 \\ 0,1345 \\ 0,0205 \\ 0,0329 \\ 0,0714 \\ 0,3621 \\ 0,1490 \end{bmatrix} \quad (24)$$

W zakresie analizy wariantów metodą FAHP, przeprowadzono analogiczny algorytm postępowania, jak przedstawiono w zależnościach (11)-(15), począwszy od skonstruowania macierzy porównań parami scenariuszy odbudowy S1-S5 dla każdego z rozpatrywanych kryteriów. W tym celu, bazując na wynikowych macierzach ocen scenariuszy w metodzie AHP (Tabela 7.5), każdej z ocen przypisano jej rozmytą wartość, zgodnie ze skalą w Tabeli 7.4. Wynikowo, dla każdego z dziewięciu kryteriów uzyskano wagi istotności poszczególnych scenariuszy odbudowy w postaci nierozmytych, znormalizowanych wektorów preferencji  $N_K$ , które zestawiono w Tabeli 7.7.

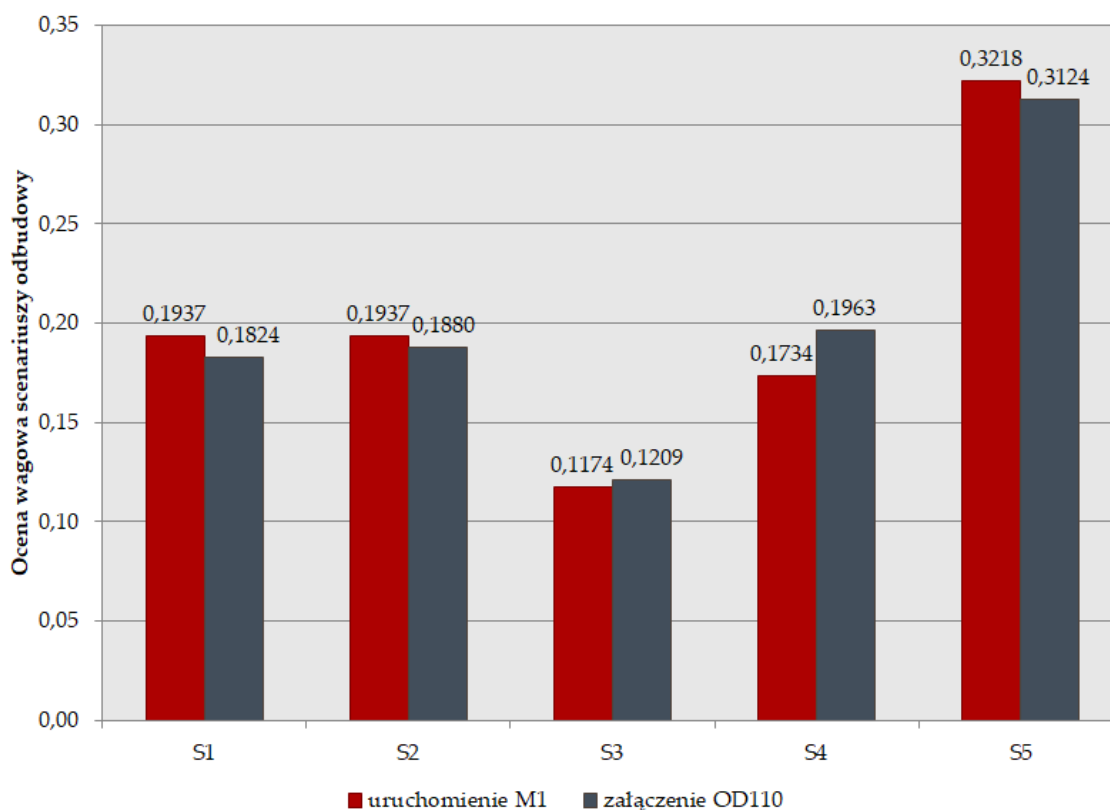
Końcowa ocena w zakresie minimalizacji ryzyka niepowodzenia procesu odbudowy zdolności wytwórczych dla poszczególnych scenariuszy odbudowy w metodzie FAHP polegała na przypisaniu wektorowi preferencji scenariuszy  $N_K$  wyznaczonych uprzednio wag rozpatrywanych kryteriów decyzyjnych wektora preferencji kryteriów  $N_i$  (25), zgodnie z zależnością (19):

$$N_{S_{1-5}} = \sum_{i=1}^n N_{K_i} * N_i \quad (25)$$

W ten sposób, dla każdego scenariusza odbudowy określona została ocena wagowa  $N_{S_{1-5}}$  w zakresie uruchamiania odbioru M1 oraz załączania odbioru OD110, jak przedstawiono na Rysunku 7.5.

Tabela 7.7. Wektory preferencji scenariuszy odbudowy dla poszczególnych kryteriów w metodzie FAHP

Kryterium	Wektor preferencji	
	$N_K$	
	Uruchomienie odbioru M1	Załączenie odbioru OD110
<b>K1</b>	$N_{K1M1} = \begin{matrix} S1 & [0,0448] \\ S2 & [0,0787] \\ S3 & [0,1898] \\ S4 & [0,0550] \\ S5 & [0,6316] \end{matrix}$	$N_{K1OD110} = \begin{matrix} S1 & [0,0349] \\ S2 & [0,0432] \\ S3 & [0,2984] \\ S4 & [0,1233] \\ S5 & [0,5002] \end{matrix}$
<b>K2</b>	$N_{K2M1} = \begin{matrix} S1 & [0,0241] \\ S2 & [0,0583] \\ S3 & [0,3376] \\ S4 & [0,2424] \\ S5 & [0,3376] \end{matrix}$	$N_{K2OD110} = \begin{matrix} S1 & [0,0270] \\ S2 & [0,0614] \\ S3 & [0,2231] \\ S4 & [0,1204] \\ S5 & [0,5680] \end{matrix}$
<b>K3</b>	$N_{K3M1} = \begin{matrix} S1 & [0,1188] \\ S2 & [0,0778] \\ S3 & [0,2678] \\ S4 & [0,2678] \\ S5 & [0,2678] \end{matrix}$	$N_{K3OD110} = \begin{matrix} S1 & [0,0951] \\ S2 & [0,0951] \\ S3 & [0,2700] \\ S4 & [0,2700] \\ S5 & [0,2700] \end{matrix}$
<b>K4</b>	$N_{K4M1} = \begin{matrix} S1 & [0,0857] \\ S2 & [0,0607] \\ S3 & [0,1602] \\ S4 & [0,1086] \\ S5 & [0,5848] \end{matrix}$	$N_{K4OD110} = \begin{matrix} S1 & [0,0372] \\ S2 & [0,0606] \\ S3 & [0,1162] \\ S4 & [0,1765] \\ S5 & [0,6094] \end{matrix}$
<b>K5</b>	$N_{K5M1} = \begin{matrix} S1 & [0,0268] \\ S2 & [0,0526] \\ S3 & [0,3224] \\ S4 & [0,1706] \\ S5 & [0,4277] \end{matrix}$	$N_{K5OD110} = \begin{matrix} S1 & [0,0374] \\ S2 & [0,0529] \\ S3 & [0,3009] \\ S4 & [0,1226] \\ S5 & [0,4862] \end{matrix}$
<b>K6</b>	$N_{K6M1} = \begin{matrix} S1 & [0,1299] \\ S2 & [0,1299] \\ S3 & [0,0955] \\ S4 & [0,2639] \\ S5 & [0,3807] \end{matrix}$	$N_{K6OD110} = \begin{matrix} S1 & [0,0650] \\ S2 & [0,0650] \\ S3 & [0,0381] \\ S4 & [0,5272] \\ S5 & [0,3048] \end{matrix}$
<b>K7</b>	$N_{K7M1} = \begin{matrix} S1 & [0,1530] \\ S2 & [0,1530] \\ S3 & [0,0465] \\ S4 & [0,5861] \\ S5 & [0,0613] \end{matrix}$	$N_{K7OD110} = \begin{matrix} S1 & [0,1530] \\ S2 & [0,1530] \\ S3 & [0,0465] \\ S4 & [0,5861] \\ S5 & [0,0613] \end{matrix}$
<b>K8</b>	$N_{K8M1} = \begin{matrix} S1 & [0,3395] \\ S2 & [0,3395] \\ S3 & [0,0686] \\ S4 & [0,1660] \\ S5 & [0,0863] \end{matrix}$	$N_{K8OD110} = \begin{matrix} S1 & [0,3395] \\ S2 & [0,3395] \\ S3 & [0,0686] \\ S4 & [0,1660] \\ S5 & [0,0863] \end{matrix}$
<b>K9</b>	$N_{K9M1} = \begin{matrix} S1 & [0,1939] \\ S2 & [0,1939] \\ S3 & [0,0344] \\ S4 & [0,0868] \\ S5 & [0,4909] \end{matrix}$	$N_{K9OD110} = \begin{matrix} S1 & [0,1939] \\ S2 & [0,1939] \\ S3 & [0,0344] \\ S4 & [0,0868] \\ S5 & [0,4909] \end{matrix}$

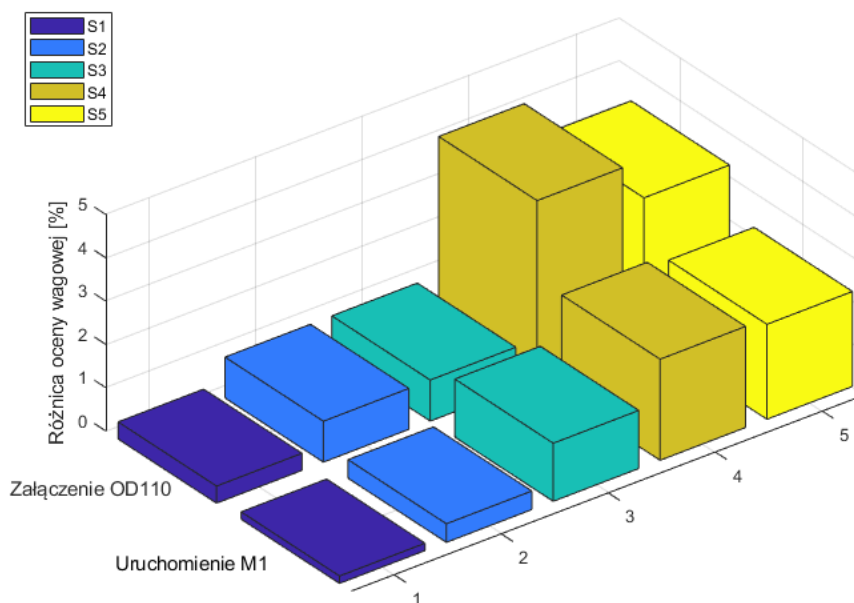


Rys. 7.5. Ocena wagowa scenariuszy odbudowy w zakresie uruchamiania odbioru M1 oraz załączenia odbioru OD110 w metodzie FAHP.

Porównując uzyskane wyniki analizy wielokryterialnej metodą AHP oraz FAHP można stwierdzić silną analogię uzyskanych wyników oceny ryzyka dla rozpatrywanych scenariuszy odbudowy. Procentową różnicę uzyskanych wyników ocen wagowych dla poszczególnych scenariuszy odbudowy dla metody FAHP względem metody AHP przedstawiono na Rysunku 7.6.

Pomimo nieznacznej rozbieżności uzyskanych ocen wagowych, która wyniosła maksymalnie 4,15%, obserwuje się porównywalne preferencje scenariuszy odbudowy w ramach rozpatrywanych wariantów pracy.

Na podstawie zestawionego porównania oceny wagowej można zauważyć, że preferowanym scenariuszem odbudowy w obydwu z rozpatrywanych wariantów jest scenariusz S5, zakładający prowadzenie procesu odbudowy z wykorzystaniem sąsiedniego systemu elektroenergetycznego. Niemniej jednak, ze względu na możliwe ograniczenie dyspozycyjności scenariusza S5 istnieje konieczność dysponowania scenariuszami odbudowy opartymi na krajowych źródłach rozruchowych.



Rys. 7.6. Porównanie ocen wagowych uzyskanych w metodzie AHP i FAHP.

W zakresie oddolnej strategii odbudowy, wyniki analizy wielokryterialnej wskazały na korzyść uruchamiania odbiorów dynamicznych z wykorzystaniem dotychczasowych strategii, tj. prowadzenia procesów odbudowy w oparciu o elektrownie gazowe i elektrownie wodne, które wykazały bardzo zbliżone oceny wagowe prowadzonej analizy ryzyka. W zakresie przyłączania wysp obciążeniowych, reprezentowanych wariantem odbudowy załączenia odbioru OD110, wśród oddolnych scenariuszy odbudowy można zauważyć przewagę scenariusza odbudowy S4 względem pozostałych scenariuszy. Należy jednak mieć na uwadze, że w rzeczywistych warunkach odbudowy przyłączenie wyspy obciążeniowej również będzie wiązało się z występowaniem zjawisk dynamicznych, szczególnie z uwzględnieniem jednoczesności przyłączania grupy odbiorców. Najniższą ocenę wagową dla rozpatrywanych wariantów odbudowy osiągnął scenariusz S3, na którą składało się stosunkowo wysokie ryzyko niedyspozycyjności źródła rozruchowego, a także ograniczony czas pracy, pomimo bardzo korzystnych warunków regulacji częstotliwości oraz napięcia w torze rozruchowym przy najkrótszym czasie stabilizacji parametrów. Stanowi to przesłankę do podjęcia dalszych badań nad możliwością wykorzystania bateryjnych magazynów energii współpracujących ze źródłami OZE do pełnienia roli źródła rozruchowego na potrzeby odbudowy zdolności wytwórczych, np. poprzez optymalizację wymiarowania mocy i pojemności magazynu, współpracę z urządzeniami pomocniczymi czy modyfikację układów regulacji.

## 8. PODSUMOWANIE I WNIOSKI

Przedmiotem rozprawy doktorskiej jest odbudowa zdolności wytwórczych po awarii katastrofalnej systemu elektroenergetycznego. Motywacją do podjęcia tematu są przewidywane zmiany w strukturze wytwórczej Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, które stanowią wyzwanie w zakresie podejmowania nowych kroków w kierunku zarządzania źródłami zarówno w normalnym stanie pracy, jak również w stanach awaryjnych. Aktualnie, w ramach krajowej infrastruktury wytwórczej, źródłami dedykowanymi do pełnienia roli źródła rozruchowego na wypadek rozległej awarii systemowej w ramach strategii oddolnej są hydrozespoły elektrowni wodnych, a także turbozespoły gazowe. Alternatywnie, rozpatrywanym scenariuszem odbudowy jest podanie napięcia z sąsiedniego systemu elektroenergetycznego z wykorzystaniem połączeń transgranicznych, pod warunkiem jego dyspozycyjności. Postępująca transformacja struktury wytwórczej wiąże się z malejącym udziałem źródeł potencjalnie uczestniczących w procesie odbudowy systemu elektroenergetycznego. Dlatego, ze względu na postępujący rozwój odnawialnych źródeł energii w systemie elektroenergetycznym, w pracy przeanalizowano nowe możliwości zaangażowania magazynów energii współpracujących z morską oraz lądową farmą wiatrową do pełnienia roli źródła rozruchowego.

W ramach niniejszej pracy przeprowadzona została autorska analiza statystyczna najbardziej dotkliwych awarii w latach 1965-2022, które wystąpiły w systemach elektroenergetycznych na całym świecie. Przedstawiona analiza wskazuje na fakt, że awarie w systemach elektroenergetycznych są nieuniknione i, ze względu na mnogość ich przyczyn, dotyczą systemy o różnym poziomie rozwoju infrastruktury sieciowej i wytwórczej. Operatorzy systemów elektroenergetycznych stają zatem przed wyzwaniem minimalizacji zagrożenia awarią katastrofalną, a na wypadek jej wystąpienia, dysponowania skutecznymi narzędziami odbudowy i powrotu do normalnego stanu pracy systemu elektroenergetycznego. Jak przedstawiono w analizie statystycznej awarii, niezwykle istotnym aspektem jest czas odbudowy zdolności wytwórczych w systemie elektroenergetycznym w celu ograniczenia negatywnych skutków awarii i jak najszybszego przywrócenia zasilania odbiorcom końcowym. Z tego względu, sukcesywna aktualizacja i weryfikacja planów odbudowy

systemu elektroenergetycznego jest kluczowym aspektem poprawy bezpieczeństwa energetycznego na wypadek rozległych awarii systemowych.

Weryfikacja zdolności do aktywnego uczestnictwa źródeł wytwórczych w procesie obrony i odbudowy dokonywana jest w regularnych próbach systemowych, organizowanych na polecenie OSP, poprzedzanych często badaniami symulacyjnymi w tym zakresie. Jak pokazują przedstawione w pracy zdarzenia z rzeczywistych prób systemowych, wnioski płynące z tych eksperymentów i badań symulacyjnych pozwalają na określenie warunków pracy jednostek wytwórczych i infrastruktury sieciowej w układach wydzielonych. Dają one również możliwość sprecyzowania zagrożeń i newralgicznych punktów, mogących stanowić przyczynę nieskutecznego procesu odbudowy. Stanowi to przesłankę do prowadzenia analiz ryzyka nie tylko w zakresie rozwoju awarii systemowej, ale również w zakresie przywracania zdolności wytwórczych po jej wystąpieniu.

Głównym osiągnięciem pracy było przeprowadzenie szeroko zakrojonych badań symulacyjnych w zakresie zdolności źródeł do uczestnictwa w planach odbudowy zdolności wytwórczych po awarii katastrofalnej systemu elektroenergetycznego. Właściwe badania zostały poprzedzone utworzeniem modelu weryfikacyjnego, co stanowi wartość dodaną niniejszej rozprawy. W modelu weryfikacyjnym zestawiono wyniki symulacji toru rozruchowego zamodelowanego w programie DIgSILENT PowerFactory z wynikami rzeczywistej próby systemowej uruchomienia konwencjonalnego bloku Elektrowni Turów poprzez podanie napięcia i mocy rozruchowej z Elektrowni Wodnej Dychów, w której przygotowaniu uczestniczyła autorka rozprawy, w ramach Zespołu z Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Poznańskiej. Wyniki badań w modelu weryfikacyjnym wykazały znaczną zbieżność modelu symulacyjnego z wynikami rzeczywistej próby systemowej, co pozwoliło na kontynuację prac modelowych nad alternatywnymi wariantami odbudowy z wykorzystaniem programu DIgSILENT PowerFactory. W pracy zaproponowano pięć scenariuszy odbudowy, zróżnicowanych ze względu na typ źródła rozruchowego, które stanowiły: hydrozespoły elektrowni wodnej, turbozespoły gazowe, sąsiedni system elektroenergetyczny, bateryjny magazyn energii współpracujący z lądową farmą wiatrową, a także magazyn energii współpracujący z morską farmą wiatrową. Rozpatrywane scenariusze przeanalizowano w zakresie uruchamiania odbiorów dynamicznych, będących reprezentacją napędów potrzeb własnych elektrowni uruchamianej, załączania odbioru statycznego, będącego reprezentacją wyspy



obciążeniowej, a także w zakresie przesyłania mocy rozruchowej torem o zróżnicowanej odległości pomiędzy źródłem rozruchowym a źródłem uruchamianym. Wyniki symulacji porównano pod względem zmian napięcia w przyelektrownianej rozdzielni źródła rozruchowego, zmian częstotliwości oraz minimalnego czasu stabilizacji parametrów w tworzonym układzie wydzielonym. Tego typu porównanie źródeł rozruchowych stanowi nowatorski charakter badań w zakresie procesu odbudowy zdolności wytwórczych. Wyniki badań wykazały zdolność do prowadzenia procesu odbudowy w oparciu o analizowane źródła rozruchowe. Poza badaniami w zakresie skutecznych procesów odbudowy, przedstawiono również istotne wyniki symulacji nieskutecznych procesów odbudowy, które wskazują na szereg zagrożeń i ograniczeń związanych z poszczególnymi scenariuszami odbudowy.

W oparciu o przeprowadzone badania symulacyjne oraz wnioski z rzeczywistych prób systemowych przeprowadzono jakościową oraz ilościową ocenę ryzyka dla procesu odbudowy, która stanowi wypełnienie luki badawczej w tym zakresie. Uzyskane efekty pracy pozwalają stwierdzić, że jakościowa ocena ryzyka prowadzona metodą muchy stanowi ważne narzędzie analityczne, pozwalające określić zagrożenia dla procesu odbudowy i powiązane z nimi konsekwencje, prowadzące do nieskutecznego procesu odbudowy systemu elektroenergetycznego. Wyszczególnione w ocenie jakościowej bariery stanowią istotny element minimalizacji ryzyka niepowodzenia procesu odbudowy zdolności wytwórczych. Ilościowa ocena ryzyka została poprowadzona z wykorzystaniem metod analizy wielokryterialnej AHP oraz FAHP i pozwoliła na liczbowe porównanie rozpatrywanych scenariuszy odbudowy zgodnie z autorskim zestawieniem kryteriów decyzyjnych, związanych z minimalizacją ryzyka nieskuteczności procesu odbudowy. Porównanie metod analizy wielokryterialnej AHP i FAHP wskazało na znaczną zbieżność uzyskanych wag kryteriów, a także finalnych ocen wag dla rozpatrywanych scenariuszy odbudowy. Na podstawie wyników oceny ilościowej można stwierdzić, że ogólna strategia odbudowy, bazująca na podaniu napięcia i mocy rozruchowej z sąsiedniego systemu elektroenergetycznego, charakteryzuje się najmniejszym ryzykiem niepowodzenia procesu odbudowy ze względu na najmniejsze zmiany częstotliwości oraz napięcia w odbudowywanym torze rozruchowym oraz najkrótszy czas stabilizacji parametrów. Jednocześnie, należy mieć na uwadze ograniczenia tego scenariusza, związane z prawdopodobnym brakiem dyspozycyjności systemu sąsiedniego, a także ograniczonymi zdolnościami regulacji napięcia w torze, szczególnie przy przesyłaniu mocy rozruchowej na znaczne odległości.

Z tego względu, dysponowanie źródłami rozruchowymi w ramach krajowej infrastruktury jest niezwykle istotną kwestią. W zakresie uruchamiania odbiorów dynamicznych, najkorzystniejsze warunki dla minimalizacji ryzyka niepowodzenia odbudowy uzyskano dla dotychczasowych strategii odbudowy, tj. wykorzystania turbozespołów gazowych oraz hydrozespołów jako źródeł rozruchowych, przy czym bardzo zbliżone wyniki uzyskano dla scenariusza odbudowy z wykorzystaniem magazynu energii współpracującego z morską farmą wiatrową. W zakresie przyłączania lokalnej wyspy obciążeniowej, reprezentowanej przez odbiór statyczny, najkorzystniejsze wyniki w ramach strategii oddolnych uzyskano dla źródła rozruchowego w postaci magazynu energii współpracującego z morską farmą wiatrową. Jednakże, w warunkach rzeczywistego procesu odbudowy, w ramach wyspy obciążeniowej wyróżnić można także odbiory dynamiczne, wywołujące potencjalne udary, związane z prądami rozruchowymi takich urządzeń. Stanowi to istotną przesłankę do dalszych prac w tym zakresie, np. z uwzględnieniem współczynnika jednoczesności przyłączania grup odbiorców.

W kontekście rozwoju struktury wytwórczej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, należy zwrócić uwagę na fakt, że zaangażowanie nowego typu źródeł do pełnienia roli źródeł rozruchowych będzie wymagało aktualizacji programu odbudowy systemu wraz z opracowaniem planu testów i prób systemowych dla tego typu źródeł oraz uwzględnienia charakteru ich pracy w dokumentach strategicznych. Nie bez znaczenia pozostaje fakt planowanego wdrożenia energetyki jądrowej. Bezpieczeństwo pracy elektrowni jądrowej jest wielowątkowym wyzwaniem, dlatego strategia działań na wypadek awarii w systemie elektroenergetycznym jest kwestią priorytetową. Wielopoziomowa struktura warstw ochrony bezpieczeństwa pracy elektrowni jądrowej uwzględnia również dywersyfikację źródeł zasilania awaryjnego. W przedstawionych w pracy badaniach dla każdego z rozpatrywanych scenariuszy odbudowy analizowano załączanie odbiorów dynamicznych, ze szczególnym uwzględnieniem odbioru o najwyższej mocy elektrycznej, stanowiącego reprezentację pompy wody zasilającej w elektrowniach konwencjonalnych. Wyniki tych symulacji mogą stanowić odzwierciedlenie dla uruchamiania urządzeń wchodzących w skład układów chłodzenia w elektrowni jądrowej. Przedstawione scenariusze mogą zatem być potencjalnie rozpatrywane jako alternatywna ścieżka odbudowy zasilania urządzeń potrzeb własnych elektrowni jądrowych na wypadek braku dyspozycyjności awaryjnej infrastruktury wytwórczej. Dodatkowo, prowadzenie procesu odbudowy może znaleźć

zastosowanie nie tylko na potrzeby uruchamiania źródeł rozruchowych, ale również w celu przywrócenia zasilania odbiorcom przemysłowym w zakresie newralgicznych procesów technologicznych. Wyniki badań wskazały na potencjalnie problematyczną kwestię odległości pomiędzy źródłem rozruchowym a uruchamianym, związaną z występowaniem stosunkowo wysokiego napięcia na końcu tworzonego toru rozruchowego. Z tego względu, planowanie rozwoju infrastruktury wytwórczej powinno warunkować optymalną lokalizację źródeł, poprawiając bezpieczeństwo energetyczne systemu elektroenergetycznego oraz źródeł wytwórczych, z możliwością prowadzenia procesu odbudowy lokalnie.

Uzyskane wyniki badań pozwalają subiektywnie stwierdzić słuszność postawionej na początku pracy tezy, a studia literaturowe potwierdzają ważność i aktualność poruszanej tematyki. Zastosowane narzędzie badań symulacyjnych pozwala na rozbudowę utworzonych modeli, w których kierowano się możliwą uniwersalnością modelowanych torów. Zaproponowana adaptacja metod oceny ryzyka stanowi uniwersalne narzędzie, pozwalające na określenie ryzyka procesów, również z możliwością rozbudowy modelu. Poruszana tematyka bezpieczeństwa energetycznego jest przedmiotem licznych prac badawczych, również z udziałem i współudziałem autorki, czego potwierdzeniem są publikacje, raporty i wystąpienia konferencyjne na arenie krajowej i międzynarodowej [21,44,45,46,48,99,136,147,149,150,151,185,186].

Przeprowadzone badania wskazały na wiele ścieżek rozwojowych w ramach rozpatrywanej tematyki, inspirując do podejmowania dalszych badań w zakresie bezpieczeństwa energetycznego. W zakresie opracowanych scenariuszy odbudowy, kontynuacja badań może dotyczyć poprawy warunków procesu odbudowy poprzez optymalizację układów regulacji źródeł rozruchowych oraz dobór urządzeń pomocniczych, a także rozwój badań dotyczących optymalizacji lokalizacji źródeł o aspekt ich udziału w procesach obrony i odbudowy zdolności wytwórczych. Przedstawiona metodologia oceny ryzyka może posłużyć jako narzędzie do dalszych analiz, związanych z bezpieczeństwem energetycznym systemu elektroenergetycznego.

## LITERATURA

- [1] Afzal S., Mokhlis H., Illias H.A., Mansor N.N., Shareef H. State-of-the-art review on power system resilience and assessment techniques. *IET Generation, Transmission & Distribution* 2020, 14(25), s. 6041-6396.
- [2] Aliyan E., Aghamohammadi M., Kia M., Heidari A., Shafie-khah M., Catalão J.P.S, Decision tree analysis to identify harmful contingencies and estimate blackout indices for predicting system vulnerability, *Electric Power Systems Research* 2020, 178, 106036.
- [3] Andruszkiewicz J., Lorenc J. Weychan A. Seasonal variability of price elasticity of demand of households using zonal tariffs and its impact on hourly load of the power system. *Energy* 2020, 196, 117175.
- [4] Anwar A., Ali M.H. Sizing of Energy Storage System for Power Restoration in Different Types of Islanded Microgrid Aided by Load-Characterization and Modeling, 2018 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 23-27 September 2018, Portland, OR, USA.
- [5] Atkinson J., Albayati I.M. Impact of the Generation System Parameters on the Frequency Response of the Power System: A UK Grid Case Study. *Electricity* 2021, 2, s. 143-157.
- [6] Atputharajah A., Saha T. Power System Blackouts - Literature review. Fourth International Conference on Industrial and Information Systems, ICIIS 2009, 28 - 31 December 2009, Sri Lanka, s. 460-465.
- [7] Baek S., Heo G. Application of Dynamic Fault Tree Analysis to Prioritize Electric Power Systems in Nuclear Power Plants. *Energies* 2021, 14(14), 4119.
- [8] Banaszkiwicz M. Steam turbines start-ups. *Transactions of the Institute of Fluid-Flow Machinery* 2014, 126, s. 169-198.
- [9] Batuhan M. A Fuzzy AHP Approach For Supplier Selection Problem: A Case Study In A Gearmotor Company. *International Journal of Managing Value and Supply Chains (IJMVSC)* 2013, 4(3), s. 11-23.
- [10] Bednarczyk T., Szablicki M., Halinka A., Rzepka P. Analiza skuteczności adaptacyjnej zmiany nastaw funkcji podimpedancyjnej zabezpieczenia przesuwnika fazowego. *Przegląd Elektrotechniczny* 2019, 95(9), s. 24-27.
- [11] Bednarczyk T., Szablicki M., Halinka A., Rzepka P., Sowa P. Phase Shifting Transformer Electromagnetic Model Dedicated for Power System Protection Testing in a Transient Condition. *Energies* 2021, 14, 627.
- [12] Beyza J., Yusta J.M. Integrated Risk Assessment for Robustness Evaluation and Resilience Optimisation of Power Systems after Cascading Failures. *Energies* 2021, 14, 2028.
- [13] Birchfield A. Graph decomposition for constructing blackstart restoration strategies in benchmark cases. *Electric Power Systems Research* 2022, 212, 108402.
- [14] Broła T., Kaczmarek M., Komarzyniec M., Kielak R., Kwaśnicki R., Kościelnicki P., Watrakiewicz J., Kłopotcki J., Skrzypek A. Odbudowa zasilania aglomeracji warszawskiej – próba systemowa z udziałem Elektrowni Ostrołęka i Elektrociepłowni Siekierki. *Blackout a Krajowy System Elektroenergetyczny* 2014, s. 155-166.
- [15] Broła T., Kaczmarek M., Kurzyński A., Komarzyniec M., Kuczyński R., Pasiut G. Odbudowa zasilania aglomeracji warszawskiej – próba systemowa z udziałem Elektrowni Kozienice i Elektrociepłowni Siekierki. *Blackout a Krajowy System Elektroenergetyczny* 2016, s. 125-135.
- [16] Bronk L., Matuszewicz M. Możliwość lokalnej odbudowy zasilania w oparciu o zasobniki energii i rozproszone źródła OZE. XIX Konferencja Naukowa "Aktualne problemy w elektroenergetyce" APE'19, 12.06.2019-14.06.2019; Jastrzębia Góra, Polska, Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej Nr 62, s. 81-84.
- [17] Burduk A. Ryzyko systemów produkcyjnych. Ocena, kategoryzacja i wartościowanie strat. Wydawnictwo Naukowe PWN S.A., Warszawa 2022.
- [18] Cabała P. Proces analitycznej hierarchizacji w ocenie wariantów rozwiązań projektowych. *Przedsiębiorstwo we współczesnej gospodarce - teoria i praktyka* 2018, 1, s. 23-33.

- [19] Carreras B.A., Newman D.E., Dobson I., Poole A.B. Initial Evidence for Self-Organized Criticality in Electric Power System Blackouts. Proceedings of the 33rd Hawaii International Conference on System Sciences, 2000
- [20] Carrington N.K., Dobson I., Wang Z. Extracting resilience metrics from distribution utility data using outage and restore process statistics. IEEE Transactions on Power Systems 2021, 36(6), s. 5814-5823.
- [21] Ceran B., Jurasz J., Wróblewski R., Guderski A., **Złotecka D.**, Kaźmierczak Ł. Impact of the Minimum Head on Low-Head Hydropower Plants Energy Production and Profitability. Energies 2020, 13, 6728, s. 1-21.
- [22] Chi L., Su H., Zio E., Zhang J., Li X., Zhang L., Fan L., Zhou J., Bai H. Integrated Deterministic and Probabilistic Safety Analysis of Integrated Energy Systems with bi-directional conversion. Energy 2020, 212, 118685.
- [23] CIGRE B5 Protection and automation. TB 810 - Protection and automation issues of islanded systems during system restoration/black start. Work Group B5.54. September 2020.
- [24] Curtis P.M. Maintaining Mission Critical Systems in a 24/7 Environment. Wiley-IEEE Press; Edycja 3rd ed. (17 lutego 2021), John Wiley & Sons, 2021.
- [25] Czy w Polsce powstanie prywatna elektrownia szczytowo-pompowa? [Internet] <https://wysokienapiecie.pl/83311-prywatna-elektrownia-szczytowo-pompowa/> [dostęp: 9.03.2023]
- [26] Decyzja Prezesa URE nr DRE.WKP.744.4.4.2018.2019.ZJ. Warunki działania w charakterze dostawców usług w zakresie odbudowy, na podstawie: Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych. Wersja z dnia 28.09.2018 r. <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/ncer-al/PL/20190612-dostawcy-usug-w-zakresie-odbudowy-decyzja-ure.pdf> [dostęp: 22.03.2023]
- [27] Dmitruk K., Korzeniewski M., Sikorski A. Frequency based islanding detection methods in power electronic converters. Power Electronics and Drives 2017, 2(37), s. 27-41.
- [28] Dokument roboczy Służb Komisji. Ocena ostatecznego krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu w Polsce. Komisja Europejska. Bruksela, 14.10.2020 r. [https://commission.europa.eu/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-energy-and-climate-plans\\_en](https://commission.europa.eu/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-energy-and-climate-plans_en) [dostęp: 09.02.2023]
- [29] Du Y., Shi C., Ma G., Chang F., Xu B., Fan Y., Sun Z. Risk Assessment Model of Power Network Based on Equipment Condition and Entropy Combined Weight Method. 2017 Electrical Insulation Conference (EIC), 11 - 14 June 2017, Baltimore, MD, USA.
- [30] Elźbieciak T. Magazyny energii, Słowacja i Litwa debiutują w rynku mocy. [Internet] <https://wysokienapiecie.pl/80510-magazyny-energii-slowacja-i-litwa-debiutuja-w-rynku-mocy/> [dostęp: 14.03.2023]
- [31] Elźbieciak T., Zasuń R., Czy będziemy mieli nowe elektrownie? Odpowiedź poznamy już za kilka dni. [Internet] <https://wysokienapiecie.pl/43267-czy-bedziemy-mieli-nowe-elektrownie-odpowiedz-poznamy-juz-za-kilka-dni/> [dostęp: 20.01.2023]
- [32] Emrouznejad A., Ho W. Fuzzy Analytic Hierarchy Process. CRC Press Taylor & Francis Group 2017, Boca Raton, USA.
- [33] Energa uruchomi bateryjny magazyn energii na farmie PV. [Internet] <https://www.gramwzielone.pl/magazynowanie-energii/105273/energa-uruchomi-bateryjny-magazyn-energii-na-farmie-pv> [dostęp: 14.03.2023]
- [34] ENTSO-E Operation Handbook. P5 – Policy 5: Emergency Operations. [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/entsoe/Operation\\_Handbook/Policy\\_5\\_final.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_5_final.pdf) [dostęp: 20.10.2022]
- [35] Final Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy, UCTE, April 2004. [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/ce/otherreports/20040427\\_UCTE\\_IC\\_Final\\_report.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/ce/otherreports/20040427_UCTE_IC_Final_report.pdf) [dostęp: 3.04.2023]

- [36] Gaikwad A., Uppalapati S. Using Probabilistic Risk Indices for Bulk System Reliability Analysis. 2018 IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), 24-28 June 2018, Boise, ID, USA.
- [37] Galias Z., Moskwa S. On modeling of blackouts in power networks. 2016 IEEE International Symposium on Circuits and Systems (ISCAS), 22-25 maja 2016 r., Montreal, QC, Canada, 16214280.
- [38] Garciarivas R.S., Gonzales D.R., Navarro J.A., Soriano L.A., Rubio J.J., Gomez M.V., Garcia V., Pacheco J. VSC-HVDC and Its Applications for Black Start Restoration Processes. Applied Sciences 2021, 11, 5648.
- [39] Gjerde O., Kjølle G.H., Detlefsen N.K., Brønmo G. Risk and Vulnerability Analysis of Power Systems Including Extraordinary Events. 2011 IEEE Trondheim PowerTech, 19-23 June 2011, Trondheim, Norway.
- [40] Głowacki F., Koseda H., Kurzyński A., Kaczmarek M., Brzozowski M., Kuczyński R., Stangel D., Łosiński M., Woźniak G., Lewandowski M., Dobrzyński T., Gądek W., Białas P. Próba systemowa uruchomienia z ESP Żarnowiec Elektrowni Kozienice – podanie napięcia i uruchomienie kluczowych odbiorów. Blackout a Krajowy System Elektroenergetyczny 2016, s. 109-123.
- [41] Golshani A., Sun W., Zhou Q., Zheng Q.P., Hou Y. Incorporating Wind Energy in Power System Restoration Planning. IEEE Transactions on Smart Grid 2019, 10(1), s. 16-28.
- [42] Gou B., Zheng H., Wu W., Yu X. Probability Distribution of Power System Blackouts. Proceedings of IEEE PES General Meeting 2007, 24-28 czerwca 2007, s. 1-8.
- [43] Grządzielski I., Zakrzewski M., Konoval V. Badania symulacyjne obrony systemu elektroenergetycznego uwzględniające zapisy kodeksu NC ER/2017 w zakresie automatyki SCO. XIX Konferencja Naukowa Aktualne Problemy W Elektroenergetyce APE'19, Jastrzębia Góra, 12-14 czerwca 2019 r., Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej Nr 62. s. 63-66.
- [44] Grządzielski I., Sroka K., **Radsak D.**, Borodynyko J. Elektrownia wodna Dychów jako źródło rozruchowe do odbudowy zdolności wytwórczych elektrowni ciepłych w zachodniej części krajowego systemu elektroenergetycznego. Blackout a Krajowy System Elektroenergetyczny 2016, s. 281-298.
- [45] Grządzielski I., Sroka K., **Radsak D.**, Kurzyński A., Kaczmarek M., Surlej M. Próba systemowa uruchomienia bloku Elektrowni Turów z Elektrowni Wodnej Dychów. Etap II. Raport z przebiegu próby, analiza wyników pomiarów zarejestrowanych w czasie próby, wnioski. Poznań, sierpień 2016.
- [46] Grządzielski I., Sroka K., **Radsak D.**, Zakrzewski M., Kurzyński A., Komarzyniec M., Surlej M., Kaczmarek M. Próba systemowa uruchomienia bloku Elektrowni Turów z Elektrowni Wodnej Dychów. Etap I. Opracowanie analizy teoretycznej, przygotowanie programu próby i jego uzgodnienie – raport z badań, Poznań, sierpień 2016.
- [47] Grządzielski I., Sroka K., Zakrzewski M., Study of Transient Phenomena at a Thermal Unit's Starting Circuit Set-up and Auxiliary Equipment Start-up. Acta Energetica 2017, 2/31, s. 68-78.
- [48] Grządzielski I., Sroka K., **Złotecka D.**, Kurzyński A., Kaczmarek M., Brzozowski M., Borodynyko J. Próba systemowa podania napięcia i mocy rozruchowej z EW Dychów do Elektrowni Turów. Blackout a Krajowy System Elektroenergetyczny 2018, s. 105-122.
- [49] Grządzielski I., Zakrzewski M., Kurzyński A., Brzozowski M. Badanie zjawisk przejściowych podczas podania napięcia i mocy rozruchowej na przykładzie toru rozruchowego z EW Włocławek do Elektrowni Pątnów. Blackout a Krajowy System Elektroenergetyczny 2018, s. 197-216.
- [50] Grządzielski W., Mróz T. Analizy rozwoju systemu gazowego z wykorzystaniem analitycznego procesu hierarchicznego. Rynek Energii 2011, 3(94), s. 15-20.
- [51] Grzegorzycza G. Dlaczego kompleksowy monitoring wydzielonego i potencjalnego obszaru wyspowego jest ważny dla zapewnienia bezpiecznej i efektywnej pracy układów? Blackout a Krajowy System Elektroenergetyczny 2018, s. 123-134.

- [52] Hachmann C., Becker H., Haack J., Braun M. Improving the Resilience of Power System Operation - Contribution of Renewable Energies in Power System Restoration. NEIS 2019 Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems, 19-20 September 2019, Hamburg, Germany.
- [53] Haes Alhelou H., Hamedani-Golshan M.E., Njenda T.C., Siano P. A Survey on Power System Blackout and Cascading Events: Research Motivations and Challenges. *Energies* 2019, 12, 682.
- [54] Halinka A., Szewczyk M., Talaga M. Metodyka pomiarów synchronicznych (PMU) oraz przykłady zastosowania. XVII Seminarium Energetestu, s. 4.1-4.9.
- [55] He L. Black-Start of HVDC-Connected Offshore Wind Generators for System Restoration. 2022 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), 24-28 April 2022, New Orleans, LA, USA.
- [56] Hossain E., Roy S., Mohammad N., Nawar N., Dipta D.R., Metrics and enhancement strategies for grid resilience and reliability during natural disasters. *Applied Energy* 2021, 290, 116709.
- [57] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci. Tekst ujednolicony obowiązujący od dnia 17 listopada 2022 r. <https://www.pse.pl/dokumenty> [dostęp: 20.12.2022]
- [58] ISO 31000 Risk management process. <https://practicalrisktraining.com/iso31000> [dostęp: 5.04.2023]
- [59] Izadkhast S., Cossent R., Frias P., Garcia-González P., Rodrigues-Calvo A. Performance Evaluation of a BESS Unit for Black Start and Seamless Islanding Operation. *Energies* 2022, 15, 1736.
- [60] Jain H., Seo G.S., Lockhart E., Gevorgian V., Kroposki B. Blackstart of Power Grids with Inverter-Based Resources. 2020 IEEE Power and Energy Society General Meeting (IEEE PES GM), 2-6 August 2020, Montreal, Canada.
- [61] Jiang Y., Chen S., Liu C.C., Sun W., Luo X., Liu S., Bhatt N., Uppalapati S., Forcum D. Blackstart capability planning for power system restoration. *Electrical Power and Energy Systems* 2017, 86, s. 127-137.
- [62] Jiang-Hafner Y., Duchon H., Karlsson M., Ronstrom L., Abrahamsson B. HVDC with Voltage Source Converters - A Powerful Standby Black Start Facility. 2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, 21-24 April 2008, Chicago, USA
- [63] Kacejko P., Pijarski P., Gryniwicz-Jaworska M. Rozporządzenie UE 2016/631 wyzwaniem dla źródeł wytwórczych w zakresie generacji i absorpcji mocy biernej. *Blackout a Krajowy System Elektroenergetyczny* 2018, s. 29-38.
- [64] Kaczmarek M., Kurzyński A., Broła T., Komarzyniec M., Brzozowski M., Kielak R., Zarębski A., Cichoń J., Skórski J., Ruta S., Salij A., Płatos C., Balicki A. Próba systemowa uruchomienia z Elektrowni Nowa Sarzyna bloku ciepłego w Elektrowni Połaniec. *Blackout a Krajowy System Elektroenergetyczny* 2016, s. 185-202.
- [65] Kaczmarek M., Kurzyński A., Surlej M., Brzozowski M., Durlak W., Suszka Z., Zasada W., Komarzyniec M. Próba systemowa uruchomienia z Elektrowni Włocławek bloku ciepłego w Elektrowni Pątnów. *Blackout a Krajowy System Elektroenergetyczny* 2018, s. 135-153.
- [66] Kaczmarek M., Kurzyński A., Surlej M., Kielak R., Pasiut G., Komarzyniec M., Lewna K., Suszka Z., Woźniak G., Zasada W. Elektrownia Wodna Włocławek jako źródło rozruchowe dla bloku 464 MW w Elektrowni Pątnów – Próba systemowa. *Blackout a Krajowy System Elektroenergetyczny* 2014, s. 167-180.
- [67] Kadel N., Sun W., Zhou Q. On Battery Storage System for Load Pickup in Power System Restoration. 2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition, 27-31 July 2014, National Harbor, MD, USA.
- [68] Kaplan, S., Garrick, B.J., On the quantitative definition of risk. *Risk Analysis* 1981, 1(1), s. 11-27.
- [69] Karkoszka T. Sterowanie operacyjne z wykorzystaniem analizy ryzyka w zintegrowanym systemie zarządzania procesem technologicznym. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2017.

- [70] Kelly-Gorham M.R., Hines P.D.H., Zhou K., Dobson I. Using Utility Outage Statistics to Quantify Improvements in Bulk Power System Resilience. *Electric Power Systems Research* 2020, 189, 106676.
- [71] Khatua S., Mukherjee V. Application of PLC based smart microgrid controller for sequential load restoration during station blackout of nuclear power plants. *Annals of Nuclear Energy* 2021, 151, 107899.
- [72] Kłos M., Rosłaniec Ł., Paska J., Pawlak K. HVDC Converter Stations to Enable Offshore Wind Farm Integration with Power System. *Acta Energetica* 2016, 2/27, s. 127-132.
- [73] Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030. Założenia i cele oraz polityki i działania. Ministerstwo Aktywów Państwowych. Wersja 4.1. z dnia 18.12.2019 r. <https://www.gov.pl/web/klimat/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu/> [dostęp: 09.02.2023]
- [74] Krajowy Plan Zarządzania Kryzysowego. Aktualizacja 2020, część A. <https://www.gov.pl/web/rcb/krajowy-plan-zarzadzania-kryzysowego> [dostęp: 30.01.2023]
- [75] Kuczyński R. Generalny plan odbudowy KSE po wystąpieniu awarii katastrofalnej a miejsce aglomeracji warszawskiej w tych planach - wybrane zagadnienia. Konferencja PTPiREE Wymagania i obowiązki wynikające z wdrażania Kodeksów Sieci Przyłączeniowych, Operacyjnych i Rynkowych w elektroenergetyce, 2-3 października 2019 r., Łochów. [https://infrastruktura.um.warszawa.pl/archiwum/sites/infrastruktura.um.warszawa.pl/files/generalny\\_plan\\_odbudowy\\_kse\\_po\\_wystapieniu\\_awarii\\_katastrofalnej.pdf](https://infrastruktura.um.warszawa.pl/archiwum/sites/infrastruktura.um.warszawa.pl/files/generalny_plan_odbudowy_kse_po_wystapieniu_awarii_katastrofalnej.pdf) [dostęp: 20.12.2022]
- [76] Kurup S.R., Ashok S. Performance of a Hydro Power Plant During Black Start and Islanded Operation. 2015 IEEE International Conference on Signal Processing, Informatics, Communication and Energy Systems (SPICES), 19-21 February 2015, Kozhikode, India.
- [77] Kurzyński A., Kaczmarek M., Komarzyniec M., Dębowski J., Kozioł J., Paruch Z., Witlib S., Salij A., Fliciński Ł., Horowski W., Gądek W., Brzozowski M., Kuczyński R. Weryfikacja możliwości udziału EW Rożnów w procesie odbudowy zasilania KSE w czasie próby systemowej uruchamiania bloku cieplnego w Elektrowni Połaniec. *Blackout a Krajowy System Elektroenergetyczny* 2014, s. 139-153.
- [78] Kurzyński A., Komarzyniec M., Brzozowski M., Kielak R., Pasiut G., Domański M., Fliciński Ł., Dębowski J., Żbik M., Czarnecki A., Wójcik J., Krupnik K. Wykorzystanie EW Niedzica w procesie odbudowy zasilania KSE na przykładzie przeprowadzonej próby systemowej uruchomienia bloków energetycznych w Elektrowni Jaworzno III i Elektrowni Skawina. *Blackout a Krajowy System Elektroenergetyczny* 2014, s. 121-137.
- [79] Lee S.S. Hydro and Gas Turbine Blackout Restoration Strategies in the South Korean Power System. 2014 IEEE PES General Meeting Conference & Exposition, 27-31 July 2014, National Harbor, USA.
- [80] Lenarczyk A., Jaskólski M., Bućko P. The Application of a Multi-Criteria Decision-Making for Indication of Directions of the Development of Renewable Energy Sources in the Context of Energy Policy. *Energies* 2022, 15, 9629.
- [81] Li B., Liu T., Xu W., Li Q., Zhang Y., Li Y., Li X.Y. Research on technical requirements of line-commutated converter-based high-voltage direct current participating in receiving end AC system's black start. *IET Generation, Transmission & Distribution* 2016, 10(9), s. 2071-2078.
- [82] Li J., You H., Qi J., Kong M., Zhang S., Zhang H. Stratified Optimization Strategy Used for Restoration With Photovoltaic-Battery Energy Storage Systems as Black-Start Resources. *IEEE Access* 2019, 7, s. 127339-127352.
- [83] Li Z., Tan G. A Black Start Scheme Based on Modular Multilevel Control-High Voltage Direct Current. *Energies* 2018, 11, 1715.
- [84] Lipetzky A., Newman D.E., Carreras B.A., Huang D., Dobson I., Koplín C. Characteristics and Risk of Microgrid Outages from a Complex Systems Point of View. *Proceedings of the 54th Hawaii International Conference on System Sciences* 2021, s. 3340-3349.
- [85] List of major power outages. [Internet][https://en.wikipedia.org/wiki/List\\_of\\_major\\_power\\_outages](https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_major_power_outages) [dostęp: 16.12.2022]
- [86] Liu L., Wu J., Mi Z., Sun C. A Feasibility Study of Applying Storage-Based Wind Farm as Black-Start Power Source in Local Power Grid. 2016 International Conference on Smart Grid and Clean



- Energy Technologies, 2016 International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies (ICSGCE), 19-22 October 2016, Chengdu, China.
- [87] Liu W., Sun L., Lin Z., Wen F., Xue Y. Multi-objective restoration optimisation of power systems with battery energy storage systems. *IET Generation, Transmission & Distribution* 2016, 10(7), s. 1749-1757.
- [88] Lubośny Z., Dobrzyński K., Klucznik J. Start-up of a power unit of a thermal power plant auxiliary system with supply from a hydropower plant. *Acta Energetica* 2013, 3/16, s. 60-65.
- [89] Lubośny Z., Łosiński M. Hydro Power Plant in the Process of Voltage Control in the Electric Power System and the System Restoration, *Acta Energetica* 2019, 3/40, s. 33-38.
- [90] Ma C., Xiao X., Li C., Zhang Y., Li H. Uncertain risk assessment model for catastrophic accidents in power system. *Electrical Power and Energy Systems* 2014, 62, 374-382.
- [91] Machowski J. Lubośny Z. *Stabilność systemu elektroenergetycznego*. Wydawnictwo Naukowe PWN, 2018.
- [92] Mahdad B., Srairi K. Blackout risk prevention in a smart grid based flexible optimal strategy using Grey Wolf-pattern search algorithms. *Energy Conversion and Management* 2015, 98, s. 411-429.
- [93] Maina D.K., Nair N.K. Energization of windfarm infrastructure as part of microgrid based restoration. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems* 2021, 129, 106835.
- [94] Maina D.K., Nair N.K.C. Recent Advancements on Power System Restoration. 2017 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia), 4-7 December 2017, Auckland, New Zealand.
- [95] Małkowski R., Czapp S., Kowalak R., Łosiński M. Study of the Operation of Synchronous Generator Voltage Regulator During the Creation of Post Blackout Start-up Path. 2015 International Conference on Information and Digital Technologies, 27 August 2015, Zilina, Slovakia.
- [96] Máslo K., Kolcun M. Load–frequency control management in island operation. *Electric Power Systems Research* 2014, 114, s. 10-20.
- [97] Midsund T., Becker A., Karlsson J., Egeland K. A Live Black-start Capability test of a Voltage Source HVDC Converter. Cigre 676, 2015 CIGRÉ Canada Conference, August 31-September 2, 2015, Winnipeg, Manitoba.
- [98] Mishra D.K., Ghadi M.J., Azizivahed A., Li L., Zhang J. A review on resilience studies in active distribution systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2021, 135, 110201.
- [99] Mishra D.K., **Złotecka D.**, Li L. Significance of SMES Devices for Power System Frequency Regulation Scheme Considering Distributed Energy Resources in a Deregulated Environment. *Energies* 2022, 15(5), 1766-1-1766-32.
- [100] Mohamad H., Mokhlis H., Bakar A.H.A., Ping H.W. A review on islanding operation and control for distribution network connected with small hydro power plant. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2011, 15, 3952-3962.
- [101] Montusiewicz J. Gryniewicz-Jaworska M., Pijarski P. Looking for the optimal location for wind farms. *Advances in Science and Technology Research Journal* 2015, 9(27), s. 135-142.
- [102] Mousavi O.A., Cherkaoui R., Bozorg M. Blackouts risk evaluation by Monte Carlo Simulation regarding cascading outages and system frequency deviation. *Electric Power Systems Research* 2012, 89, s.157-164.
- [103] Moustafa M.A.M.M., Chang C. Preventing cascading failure of electric power protection systems in nuclear power plant. *Nuclear Engineering and Technology* 2021, 53, s. 121-130.
- [104] Mukherjee S., Nateghi R., Hastak M. A multi-hazard approach to assess severe weather-induced major power outage risks in the U.S. *Reliability Engineering and System Safety* 2018, 175, s. 283-305.
- [105] Największe elektrownie fotowoltaiczne w Polsce. [Internet] <https://www.rynekelektryczny.pl/najwieksze-farmy-fotowoltaiczne-w-polsce/> [dostęp: 9.03.2023]

- [106] Nasiri H., Yousefpour F., Jahanfarnia G., Pazirandeh A. Comparative Study of SBO and LOOP Accidents Severity from Core Catcher Design Point of View; Application to IR360 Nuclear Power Plant. *Journal of Nuclear Energy Science & Power Generation Technology* 2018, 7(2), 1000183.
- [107] Nghia L.T., Giang T.T., Au N.N., Anh Q.H., An D.N. Emergency Control of Load Shedding Based on Fuzzy - AHP Algorithm. *International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT)* 2017, 6(09), s. 185-191.
- [108] Nguyen Q., Vallem M.R., Vyakaranam B., Tbaileh A., Ke X., Samaan N. Control and Simulation of a Grid-Forming Inverter for Hybrid PV-Battery Plants in Power System Black Start. 2021 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), 26-29 July 2021, Washington, DC, USA.
- [109] Noris L., Rueda J.L., Rakhshani E., Korai A.W. Power System Black-Start and Restoration with High Share of Power-Electronic Converters. 2019 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), 04-08 August 2019, Atlanta, GA, USA.
- [110] Nowina-Konopka M. NCER – Warsztaty PSE S.A. – Plan odbudowy. 26 lutego 2019 r., Konstancin Jeziorna. [https://www.pse.pl/documents/20182/31216853/20180226\\_NCER\\_warsztaty\\_Plan\\_odbudowy\\_v2.pdf](https://www.pse.pl/documents/20182/31216853/20180226_NCER_warsztaty_Plan_odbudowy_v2.pdf) [dostęp: 8.02.2022]
- [111] Nowina-Konopka M., Kuczkowski G. NCER – Art. 4 ust. 5 – Plan odbudowy - wymagania dla użytkowników KSE. Konferencja PTPiREE Wymagania i obowiązki wynikające z wdrażania Kodeksów Sieci Przyłączeniowych, Operacyjnych i Rynkowych w elektroenergetyce, 2-3 października 2019 r., Łochów. <http://kodeksy.ptpiree.pl/konferencje/kodeksy/2019/63.pdf> [dostęp: 26.01.2023]
- [112] Obsługa jednostek redukcji zapotrzebowania. Polskie Sieci Elektroenergetyczne. <https://www.pse.pl/obsługa-dsr> [dostęp: 14.03.2023]
- [113] Odpowiedź na interpelację nr 27796 Pana Posła Janusza Kowalskiego w sprawie „niedoboru energii elektrycznej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym wskutek awaryjnego wyłączenia 10 bloków energetycznych w Elektrowni Bełchatów w dniu 17 maja 2021 r.”, Ministerstwo Klimatu i Środowiska. DELG-WRH.050.16.2021.MR <https://www.sejm.gov.pl/sejm9.nsf/InterpelacjaTresc.xsp?key=C92JE7> [dostęp: 03.03.2023]
- [114] Oksińska B. Wielki gazowy plac budowy w energetyce. Te inwestycje mają nam zapewnić dostawy prądu. [Internet] <https://businessinsider.com.pl/biznes/wielki-gazowy-plac-budowy-w-energetyce-te-inwestycje-maja-nam-zapewnic-dostawy-pradu/4hwlb9q> [dostęp: 20.01.2023]
- [115] Ozog N., Desjardins E., Jatskevich. Bulk Power System Restoration Interdependency Risk Modeling, 2008 IEEE Canada Electrical Power & Energy Conference, 06-07 October 2008, Vancouver, BC, Canada, s. 1-6.
- [116] Pawlik M., Strzelczyk F. *Elektrownie*. Wydawnictwo WNT. Wydanie VII zmien. Warszawa 2016
- [117] PGE i NFOŚiGW podpisały umowę o współpracy przy budowie Elektrowni Szczytowo – Pompowej Młoty. [Internet] <https://www.teraz-srodowisko.pl/aktualnosci/pge-nfosigw-elektrownia-szczytowo-pompowa-mloty-12784.html> [dostęp: 9.03.2023]
- [118] Piekarczyk M., Robak S. Stability Studies of Offshore Grids. 2018 Progress in Applied Electrical Engineering (PAEE), 18-22 June 2018, Kościelisko, Poland.
- [119] Pijarski P. Optymalizacja heurystyczna w ocenie warunków pracy i planowania rozwoju systemu elektroenergetycznego. Wydawnictwo Politechniki Lubelskiej. Lublin 2019.
- [120] Pistora M. Supplying nuclear power plants’ house load in blackout. Blackout a Krajowy System Elektroenergetyczny 2014, s. 189-195.
- [121] Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032. Dokument główny. Polskie Sieci Elektroenergetyczne, listopad 2022 r. <https://www.pse.pl/documents/20182/291785a3-7832-4cb6-a5ae-971d29024b82> [dostęp: 09.02.2023]
- [122] Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku. <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski> [dostęp: 20.10.2022]
- [123] Polska NET-ZERO 2050. Transformacja sektora energetycznego Polski i UE do 2050 roku. Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych. <https://climatecake.ios.edu.pl/aktualnosci/aktualnosci-cake/analiza-polska-net-zero-2050-transformacja-sektora-energetycznego-polski-i-ue-do-2050-r/> [dostęp: 09.02.2023]

- [124] Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do roku 2040. Ministerstwo Klimatu i Środowiska. Załącznik do uchwały nr 149 Rady Ministrów z dnia 2 listopada 2021 r. (poz. 1138). Warszawa, październik 2021 r. <https://www.gov.pl/web/klimat/polska-strategia-wodorowa-do-roku-2030> [dostęp: 06.03.2023]
- [125] Polskie Elektrownie Jądrowe. <https://ppej.pl> [dostęp: 07.02.2023]
- [126] PowerFactory 2022 User Manual. DIgSILENT Version 2022 Online Edition. DIgSILENT GmbH, Gomaringen, Germany, January 2022.
- [127] Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016-2035. Materiał informacyjny opracowany w Departamencie Rozwoju Systemu PSE S.A. <https://www.pse.pl/-/prognoza-pokrycia-zapotrzebowania-szczytowego-na-moc-w-latach-2016-2035> [dostęp: 30.09.2022]
- [128] Program Polskiej Energetyki Jądrowej. <https://www.gov.pl/web/polski-atom/program-polskiej-energetyki-jadrowej> [dostęp: 07.02.2023]
- [129] Program rozwoju morskich farm wiatrowych. <https://www.gov.pl/web/morska-energetyka-wiatrowa/program-rozwoju-morskich-farm-wiatrowych> [dostęp: 07.03.2023]
- [130] Przy Elektrowni Żarnowiec stanie największy magazyn energii w Europie. [Internet] [https://inzynieria.com/energetyka/odnawialne\\_zrodla\\_energii/wiadomosci/65882,przy-elektrowni-zarnowiec-stanie-najwiekszy-magazyn-energii-w-europie](https://inzynieria.com/energetyka/odnawialne_zrodla_energii/wiadomosci/65882,przy-elektrowni-zarnowiec-stanie-najwiekszy-magazyn-energii-w-europie) [dostęp: 10.03.2023]
- [131] Punys P., Kvaraciejus A., Dumbrasukas A., Šilinis L., Popa B. An assessment of micro-hydropower potential at historic watermill, weir, and non-powered dam sites in selected EU countries. *Renewable Energy* 2019, 133, s. 1108-1123.
- [132] Qin B., Gao H., Ma J., Li W., Zomaya A.Y. An Input-to-State Stability-Based Load Restoration Approach for Isolated Power Systems. *Energies* 2018, 11, 597.
- [133] Qiu F., Wang J., Chen C. Optimal Black Start Resource Allocation. *IEEE Transactions on Power Systems* 2016, 31(3), 2493-2494.
- [134] Quirós-Tortos J., Terzija V. A Graph Theory Based New Approach for Power System Restoration. 2013 IEEE Grenoble Conference, 16-20 June 2013, Grenoble, France.
- [135] Radomski: Rozwój magazynów energii pozwoli bezpiecznie rozwijać OZE. [Internet] <https://biznesalert.pl/magazyny-energii-oze-udzial-system-elektroenergetyczny-energetyka/> [dostęp: 9.03.2023]
- [136] **Radsak D.**, Sroka K., Obrona i odbudowa zdolności wytwórczych elektrowni i elektrociepłowni w warunkach awarii katastrofalnej systemu elektroenergetycznego, *Przegląd Naukowo-Metodyczny, Rok X Nr 1/2017 (34)*, Edukacja dla Bezpieczeństwa ISSN 1899-3524, s. 746-760
- [137] Raport roczny z funkcjonowania KSE za rok 2022. Dane systemowe. Polskie Sieci Elektroenergetyczne. <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2022> [dostęp: 7.04.2023]
- [138] Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci. <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2016/631/oj/pol> [dostęp: 22.03.2023]
- [139] Rozporządzenie Komisji UE 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz.U. L 312 z 28.11.2017, s.54). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:02017R2196-20171128&from=EN> [dostęp: 10.10.2022]
- [140] Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 23 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła. Dz.U. 2007 nr 133 poz. 924.
- [141] Rozwój Morskiej Energetyki Wiatrowej. Informacja o wynikach kontroli NIK, LGD.430.001.2022, Nr ewid. 13/2022/P/21/065/LGD, Warszawa, 12.04.2022. <https://www.nik.gov.pl/aktualnosci/rozwoj-morskiej-energetyki-wiatrowej.html> [dostęp: 07.03.2023]

- [142] Saaty R.W. The analytic hierarchy process-what it is and how it is used. *Mathematical Modelling* 1987, 9(3-5), s. 161-176.
- [143] Salij A., Wpływ testów i prób systemowych na przystosowanie Elektrowni Połaniec do obrony oraz odbudowy zasilania KSE. *Blackout a Krajowy System Elektroenergetyczny* 2014, s. 109-120.
- [144] Sang M., Ding Y., Bao M., Li S., Ye C., Fang Y. Resilience-based restoration strategy optimization for interdependent gas and power networks. *Applied Energy* 2021, 302, 117560.
- [145] Sanniti F., Benato R., Milano F. Participation of DERs to the Bottom-Up Power System Frequency Restoration Processes. *IEEE Transactions on Power Systems* 2022, s. 1-11.
- [146] Skłodowska M. Ruszyły inwestycje w polskie magazyny energii. [Internet] <https://wysokienapiecie.pl/39276-ruszyly-inwestycje-w-polskie-magazyny-energii/> [dostęp: 14.03.2023]
- [147] Sokólski P., Rutkowski T., Ceran B., Horla D., **Złotecka D.** Power System Stabilizer as a Part of a Generator MPC Adaptive Predictive Control System. *Energies* 2021, 14, 6631.
- [148] Sowa P. Dynamiczne układy zastępcze w analizie elektromagnetycznych stanów przejściowych. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2011.
- [149] Sroka K., **Złotecka D.**, Nieuchronność dużych awarii typu blackout w systemach elektroenergetycznych. *Blackout a Krajowy System Elektroenergetyczny* 2018, s. 265-278.
- [150] Sroka K., Grządzielski I., Kurzyński A., Łacny A., **Radsak D.** Elektrociepłownia Karolin w procesach obrony i restytucji Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. *Blackout a Krajowy System Elektroenergetyczny* 2016, s. 255-268.
- [151] Sroka K., **Złotecka D.** The risk of large blackouts failures in power systems. *Archives of Electrical Engineering* 2019, 68, s.411-426.
- [152] Stoltmann A., Hybrid Multi-Criteria Method of Analyzing the Location of Distributed Renewable Energy Sources. *Energies* 2020, 13, 4109.
- [153] Sun R., Liu Y., Zhu H., Azizipanah-Abarghooee R., Terzija V. A network reconfiguration approach for power system restoration based on preference-based multiobjective optimization. *Applied Soft Computing Journal* 2019, 83, 105656.
- [154] Sutkowski P., Horbik R., Rudeż U. Battery Energy Storage System (BESS) in Terms of Primary Frequency Control of the Islanded Power Grid. *Acta Energetica* 2020, 3/44, 23-30.
- [155] Sytuacja w Elektroenergetyce. Biuletyn Kwartalny Agencji Rynku Energii nr 4 (121), IV kwartały 2022. Ministerstwo Klimatu i Środowiska. Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa 2023. <https://www.are.waw.pl/badania-statystyczne/wynikowe-informacje-statystyczne#sytuacja-w-elektroenergetyce> [dostęp: 13.05.2023]
- [156] Szablicki M., Rzepka P., Sowa P., Halinka A. Energy Storages as Synthetic Inertia Source in Power Systems. 2018 IEEE 38th Central America and Panama Convention (CONCAPAN XXXVIII), 07-09 November 2018, San Salvador, El Salvador.
- [157] Świat przelacza się na magazyny energii. [Internet] <https://atumenergy.pl/n/swiat-przelacza-sie-na-magazyny-energii> [dostęp: 14.03.2023]
- [158] Teng W., Wang H., Jia Y. Construction and Control Strategy Research of Black Start Unit Containing Wind Farm. *TENCON 2015 - 2015 IEEE Region 10 Conference*, 01-04 November 2015, Macao, China.
- [159] Transformacja sektora elektroenergetycznego w Polsce. Wydzielenie wytwórczych aktywów węglowych za spółek z udziałem Skarbu Państwa. Ministerstwo Aktywów Państwowych. Warszawa, luty 2022 r. <https://www.gov.pl/attachment/10e1cf54-3de7-4f83-ac84-a47420a2c9f9> [dostęp: 20.11.2022]
- [160] Transformatory mocy 2,5-80 MVA 6-132 kV, FT Żychlin <http://www.ftz.pl/download/Transformatory%20Mocy.pdf> [dostęp: 13.03.2023]
- [161] Transformatory żywiczne typu TZE 40-10000 kVA 1-37,5 kV, FT Żychlin <http://www.ftz.pl/transformatory-tze.php> [dostęp: 13.03.2023]

- [162] U.S. Nuclear Regulatory Commission Office of Nuclear Regulatory Research Washington, DC 20555-0001. Reevaluation of Station Blackout Risk at Nuclear Power Plants. Analysis of Loss of Offsite Power Events: 1986-2004. Idaho National Laboratory. NUREG/CR-6890, Vol. 1
- [163] U.S. Nuclear Regulatory Commission Office of Nuclear Regulatory Research Washington, DC 20555-0001. Reevaluation of Station Blackout Risk at Nuclear Power Plants. Analysis of Station Blackout Risk. Idaho National Laboratory. NUREG/CR-6890, Vol. 2.
- [164] Udana próba odbudowy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego [Internet] <https://www.polenergia.pl/udana-proba-odbudowy-krajowego-systemu-elektroenergetycznego/> [dostęp: 24.03.2023]
- [165] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo Energetyczne (Dz.U. 1997 nr 54 poz. 348). <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU19970540348/U/D19970348Lj.pdf> [dostęp: 26.01.2023]
- [166] Ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. 2021 poz. 234). <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20210000234> [dostęp: 20.11.2022]
- [167] Vahman N., Amrollahi R., Sohrabi M., Ghasemi M. Assessment of management measures on station blackout accident in Unit-1 Bushehr nuclear power plant. *Annals of Nuclear Energy* 2021, 151, 107915.
- [168] Veeramany A., Coles G.A., Unwin S.D., Nguyen T.B., Dagle J.E. Trial Implementation of a Multihazard Risk Assessment Framework for High-Impact Low-Frequency Power Grid Events. *IEEE Systems Journal* 2018, 12(4), s. 3807-3815.
- [169] Veloza O., Santamaria F. Analysis of major blackouts from 2003 to 2015: Classification of incidents and review of main causes. *Electricity Journal* 2016, 26, s. 42-49.
- [170] Wang F., Li L., Li C., Wu Q., Cao Y., Zhou B., Fang B. Fractal Characteristics Analysis of Blackouts in Interconnected Power Grid. *IEEE Transactions on Power System* 2018, 33(1), s. 1085-1086.
- [171] Wang H., Liu Y., Fang J., He J., Tian Y., Zhang H. Emergency restoration method of integrated energy system in coordination with upper and lower control. 2021 8th International Conference on Power and Energy Systems Engineering (CPESE 2021), 10–12 September 2021, Fukuoka, Japan. *Energy Reports* 2022, 8, s. 238-247.
- [172] Wang Z., Hill D.J., Chen G., Dong Z.Y. Power system cascading risk assessment based on complex network theory, *Physica A* 2017, 482, s. 532-543.
- [173] Wang Z., Shen C., Xu Y., Liu F., Wu X., Liu C.C. Risk-Limiting Load Restoration for Resilience Enhancement With Intermittent Energy Resources. *IEEE Transactions on Smart Grid* 2019, 10(3), s. 2507-2522.
- [174] Wróblewski J. (red.), Zarządzanie ryzykiem – przegląd metod, Centrum Naukowo-Badawcze Ochrony Przeciwpowodziowej im. Józefa Tuliszkowskiego Państwowy Instytut Badawczy, Józefów, 2018.
- [175] Wu P. Stability of Hydro Power Plants in Island Operation. Norwegian University of Science and Technology, lipiec 2016.
- [176] Xu H., Liu J., Zhou Q., Lin S. Assessment of Power System Black-start Schemes Based on Improved Analytic Hierarchy Process and Fuzzy Comprehensive Evaluation. 2015 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT ASIA). November 2015.
- [177] Yan J., Ji Y. Risk Assessment of Six Indicators in Power System Operation. 2010 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, 28-31 March 2010, Chengdu, China.
- [178] Yan R., Dunnett S. Resilience assessment for nuclear power plants using Petri nets. *Annals of Nuclear Energy* 2022, 176, 109282.
- [179] Założenia do aktualizacji Polityki energetycznej Polski do 2040 r. (PEP2040). Wzmacnianie bezpieczeństwa i niezależności energetycznej. <https://www.teraz-srodowisko.pl/aktualnosci/PEP2040-zaktualizowana-nowy-filar-11693.html> [dostęp: 07.02.2023]

- [180] Zeng B., Shaojie O., Jinhua Z., Hui S., Geng W., Ming Z. An analysis of previous blackouts in the world: Lessons for China's power industry. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2015, 42, s. 1151–1163.
- [181] Zhao J., Wang H., Wu Q., Hatziaargyriou N.D., Shen F. Distributed Risk-Limiting Load Restoration for Wind Power Penetrated Bulk System. *IEEE Transactions on Power Systems* 2020, 35(5), s. 3516-3528.
- [182] Zheng Y., Huang Y., Qi J., Tang J., Sun S. Application of catastrophe theory in power system. *Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, 2005 IEEE/PES*, s. 2-4
- [183] Zhong H., Gu X., Determination of Optimal Unit Start-up Sequences Based on Fuzzy AHP in Power System Restoration. *2011 4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, 06-09 July 2011, Weihai, China, s. 1541-1545.
- [184] Zhu H., Liu Y. Aspects of power system restoration considering wind farms. *International Conference on Sustainable Power Generation and Supply (SUPERGEN 2012)*, 08-09 September 2012, Hangzhou.
- [185] **Złotecka D.** Nadmierne zwisy linii WN jako przyczyna awarii w systemach elektroenergetycznych. *Przegląd Elektrotechniczny* 2018, R. 94, Nr 10/2018, s. 143-147.
- [186] **Złotecka D.,** Sroka K. The characteristics and main causes of power system failures basing on the analysis of previous blackouts in the world. *2018 International Interdisciplinary PhD Workshop (IIPhDW)*, Świnoujście, s. 257-262.

## ZAŁĄCZNIK

W Tabelach A1-A5 zestawiono parametry urządzeń modelowanych w ramach modelu weryfikacyjnego, a także parametry generatorów i ich układów regulacji w scenariuszach S1 oraz S2.

Tabela A1. Parametry generatorów oraz układu regulacji hydrogeneratorów – model weryfikacyjny [45-47,91]

Hydrogeneratory	Regulator turbiny	Regulator napięcia
HG1, HG2	HYGOV	SEXS
$S_n = 34,7 \text{ MVA}$	$r = 0,04 \text{ p.u.}$	$T_p = 4 \text{ s}$
$U_n = 10,5 \text{ kV}$	$T_r = 13 \text{ s}$	$T_a = 2 \text{ s}$
$\cos\varphi = 0,85$	$T_f = 0,1 \text{ s}$	$K = 100 \text{ p.u.}$
$H = 6,35 \text{ s}$	$T_g = 0,5 \text{ s}$	$T_e = 0,5 \text{ s}$
$X_l = 0,1 \text{ p.u.}$	$T_w = 1 \text{ s}$	$E_{min} = -5 \text{ p.u.}$
$R_{str} = 0 \text{ p.u.}$	$A_t = 1 \text{ p.u.}$	$E_{max} = 5 \text{ p.u.}$
$X_d = 1,05 \text{ p.u.}$	$D_{turb} = 0,01 \text{ p.u.}$	
$X_q = 0,66 \text{ p.u.}$	$q_{nl} = 0,01 \text{ p.u.}$	
$X'_d = 0,328 \text{ p.u.}$	$R = 0,04 \text{ p.u.}$	
$X''_d = 0,254 \text{ p.u.}$	$P_N = 0 \text{ MW}$	
$X''_q = 0,273 \text{ p.u.}$	$G_{min} = 0 \text{ p.u.}$	
$T'_d = 2,49 \text{ s}$	$G_{max} = 1 \text{ p.u.}$	
$T''_d = 0,06 \text{ s}$	$V_{elm} = 0,15 \text{ p.u.}$	
$T''_q = 0,15 \text{ s}$		

Tabela A2. Parametry transformatorów – model weryfikacyjny [45-47,91]

GF12	GF02	1GB, 2GB	AT2 LES	06BAT10	06BBT10
$S_n = 0,63 \text{ MVA}$	$S_n = 25 \text{ MVA}$	$S_n = 40 \text{ MVA}$	$S_n = 160 \text{ MVA}$	$S_n = 305 \text{ MVA}$	$S_n = 50 \text{ MVA}$
$U_{GN} = 10,5 \text{ kV}$	$U_{GN} = 120 \text{ kV}$	$U_{GN} = 125 \text{ kV}$	$U_{GN} = 230 \text{ kV}$	$U_{GN} = 230 \text{ kV}$	$U_{GN} = 15,75 \text{ kV}$
$U_{DN} = 0,4 \text{ kV}$	$U_{DN} = 10,5 \text{ kV}$	$U_{DN} = 10,5 \text{ kV}$	$U_{DN} = 120 \text{ kV}$	$U_{DN} = 15,75 \text{ kV}$	$U_{DN} = 6,3 \text{ kV}$
YnYn0	Ynd11	Ynd11	Ynyn0	Ynd11	Yy0
$\pm 7 \times 1\% \text{ GN}$	$\pm 12 \times 0,83\% \text{ GN}$	$\pm 5 \times 2,5\% \text{ GN}$	$\pm 10 \times 1\% \text{ GN}$	$\pm 8 \times 1,25\% \text{ GN}$	$\pm 8 \times 1,25\% \text{ GN}$
$u_{k\%} = 11\%$	$u_{k\%} = 11,56\%$	$u_{k\%} = 11,62\%$	$u_{k\%} = 9,69\%$	$u_{k\%} = 3\%$	$u_{k\%} = 3\%$
$P_{Cu} = 1,26 \text{ kW}$	$P_{Cu} = 50 \text{ kW}$	$P_{Cu} = 80 \text{ kW}$	$P_{Cu} = 287 \text{ kW}$	$P_{Cu} = 300 \text{ kW}$	$P_{Cu} = 100 \text{ kW}$
$i_{0\%} = 10\%$	$i_{0\%} = 1\%$	$i_{0\%} = 1\%$	$i_{0\%} = 0,23\%$	$i_{0\%} = 1\%$	$i_{0\%} = 1\%$
$P_{Fe} = 0,3 \text{ kW}$	$P_{Fe} = 24 \text{ kW}$	$P_{Fe} = 23 \text{ kW}$	$P_{Fe} = 80 \text{ kW}$	$P_{Fe} = 153 \text{ kW}$	$P_{Fe} = 30 \text{ kW}$

Tabela A3. Parametry linii – model weryfikacyjny [45-47,91]

DYC-KOD	KOD-LSN	LSN-MIK	MIK-TUE
$l = 5,1 \text{ km}$	$l = 18,3 \text{ km}$	$l = 107,1 \text{ km}$	$l = 24 \text{ km}$
$U_n = 110 \text{ kV}$	$U_n = 110 \text{ kV}$	$U_n = 220 \text{ kV}$	$U_n = 220 \text{ kV}$
$R' = 0,124 \Omega/\text{km}$	$R' = 0,124 \Omega/\text{km}$	$R' = 0,1246 \Omega/\text{km}$	$R' = 0,1246 \Omega/\text{km}$
$X' = 0,4 \Omega/\text{km}$	$X' = 0,4 \Omega/\text{km}$	$X' = 0,9134 \Omega/\text{km}$	$X' = 0,9134 \Omega/\text{km}$
$B' = 0,337 \mu\text{S}/\text{km}$	$B' = 0,337 \mu\text{S}/\text{km}$	$B' = 1,4349 \mu\text{S}/\text{km}$	$B' = 1,4349 \mu\text{S}/\text{km}$

Tabela A4. Parametry generatorów oraz układu regulacji hydrogeneratorów – scenariusz S1 [91,126]

Hydrogeneratory	Regulator turbiny	Regulator napięcia	Stabilizator systemowy	
G1, G2	HYGOV	SEXS	PSS2A	
$S_n = 38 \text{ MVA}$	$r = 0,04 \text{ p. u.}$	$T_b = 10 \text{ s}$	$T_{w1} = 1,5 \text{ s}$	$T_9 = 0,1 \text{ s}$
$U_n = 10,5 \text{ kV}$	$T_r = 10 \text{ s}$	$T_a = 2 \text{ s}$	$T_{w2} = 1,5 \text{ s}$	$N = 1$
$\cos\varphi = 0,8$	$T_f = 0,1 \text{ s}$	$K = 100 \text{ p. u.}$	$T_6 = 0,015 \text{ s}$	$M = 4$
$H = 6,35 \text{ s}$	$T_g = 0,5 \text{ s}$	$T_e = 0,25 \text{ s}$	$T_{w3} = 1,5 \text{ s}$	$I_{c1} = 1$
$X_l = 0,1 \text{ p. u.}$	$T_w = 1 \text{ s}$	$E_{min} = -3 \text{ p. u.}$	$T_{w4} = 1,5 \text{ s}$	$I_{c2} = 3$
$R_{str} = 0 \text{ p. u.}$	$A_t = 1 \text{ p. u.}$	$E_{max} = 3 \text{ p. u.}$	$K_{s2} = 0,5 \text{ p. u.}$	$K_d = 0,01 \text{ p. u.}$
$X_d = 1,05 \text{ p. u.}$	$D_{turb} = 0,01 \text{ p. u.}$		$T_7 = 1,5 \text{ s}$	$IPB = 1$
$X_q = 0,66 \text{ p. u.}$	$q_{nl} = 0,01 \text{ p. u.}$		$K_{s3} = 1,5 \text{ p. u.}$	$V_{stmin} = -0,05 \text{ p. u.}$
$X'_d = 0,328 \text{ p. u.}$	$R = 0,04 \text{ p. u.}$		$K_{s1} = 3 \text{ p. u.}$	$V_{stmax} = 0,05 \text{ p. u.}$
$X_d'' = 0,254 \text{ p. u.}$	$P_N = 0 \text{ MW}$		$T_{s1} = 0,33 \text{ s}$	
$X_q'' = 0,273 \text{ p. u.}$	$G_{min} = 0 \text{ p. u.}$		$T_{s2} = 0,01 \text{ s}$	
$T'_d = 2,49 \text{ s}$	$G_{max} = 1 \text{ p. u.}$		$T_{s3} = 0,4 \text{ s}$	
$T_d'' = 0,06 \text{ s}$	$V_{elm} = 0,15 \text{ p. u.}$		$T_{s4} = 0,01 \text{ s}$	
$T_q'' = 0,15 \text{ s}$			$T_8 = 0,4 \text{ s}$	

Tabela A5. Parametry generatorów oraz układu regulacji turbozespołów gazowych – scenariusz S2 [91,126]

Turbozespoły gazowe	Regulator turbiny	Regulator napięcia	Stabilizator systemowy	
G1, G2	GAST	EXAC1	PSS2A	
$S_n = 34,7 \text{ MVA}$	$R = 0,04 \text{ p. u.}$	$T_r = 0,02 \text{ s}$	$T_{w1} = 1,5 \text{ s}$	$I_{c1} = 1$
$U_n = 10,5 \text{ kV}$	$T_1 = 0,4 \text{ s}$	$T_b = 0 \text{ s}$	$T_{w2} = 1,5 \text{ s}$	$I_{c2} = 3$
$\cos\varphi = 0,8$	$T_2 = 0,1 \text{ s}$	$T_c = 0 \text{ s}$	$T_6 = 0,015 \text{ s}$	$K_d = 0,01 \text{ p. u.}$
$H = 3,5 \text{ s}$	$T_3 = 3 \text{ s}$	$K_a = 100 \text{ p. u.}$	$T_{w3} = 1,5 \text{ s}$	$IPB = 1$
$X_l = 0,1 \text{ p. u.}$	$AT = 1 \text{ p. u.}$	$T_a = 0,02 \text{ s}$	$T_{w4} = 1,5 \text{ s}$	$V_{stmin} = -0,05 \text{ p. u.}$
$R_{str} = 0 \text{ p. u.}$	$K_t = 2 \text{ p. u.}$	$T_e = 0,35 \text{ s}$	$K_{s2} = 0,5 \text{ p. u.}$	$V_{stmax} = 0,05 \text{ p. u.}$
$X_d = 1,05 \text{ p. u.}$	$D_{turb} = 0 \text{ p. u.}$	$K_f = 0,0374 \text{ p. u.}$	$T_7 = 1,5 \text{ s}$	
$X_q = 0,66 \text{ p. u.}$	$P_N = 0 \text{ MW}$	$T_f = 0,77 \text{ s}$	$K_{s3} = 1,5 \text{ p. u.}$	
$X'_d = 0,328 \text{ p. u.}$	$V_{min} = 0 \text{ p. u.}$	$K_c = 0,1 \text{ p. u.}$	$K_{s1} = 3 \text{ p. u.}$	
$X_d'' = 0,254 \text{ p. u.}$	$V_{max} = 1 \text{ p. u.}$	$K_d = 1,2 \text{ p. u.}$	$T_{s1} = 0,18 \text{ s}$	
$X_q'' = 0,273 \text{ p. u.}$		$E_1 = 3,9 \text{ p. u.}$	$T_{s2} = 0,02 \text{ s}$	
$T'_d = 2,49 \text{ s}$		$S_{e1} = 0,1 \text{ p. u.}$	$T_{s3} = 2 \text{ s}$	
$T_d'' = 0,06 \text{ s}$		$E_2 = 5,2 \text{ p. u.}$	$T_{s4} = 5 \text{ s}$	
$T_q'' = 0,15 \text{ s}$		$S_{e2} = 0,5 \text{ p. u.}$	$T_8 = 0,4 \text{ s}$	
		$K_e = 0,5 \text{ p. u.}$	$T_9 = 0,1 \text{ s}$	
		$V_{rmin} = -10 \text{ p. u.}$	$N = 1$	
		$V_{rmax} = 10 \text{ p. u.}$	$M = 4$	